

Norsk vannkraftøkonomi

Gjenspeiler norske elspotpriser fyllingsgradene i de norske vannmagasinene?

Uy Tran



Masteroppgave for mastergraden i Samfunnsøkonomi

UNIVERSITETET I OSLO
Økonomisk Institutt

Mai 2010

Kortfattet sammendrag

Det norske kraftmarkedet er en del av et nordisk elkraftsamarbeid gjennom Nord Pool.

Det er en utbredt tro i kraftbransjen om at norske elspotpriser er alene påvirket av norske fyllingsgrader i vannmagasinene. Oppgaven undersøker om dette faktisk stemmer.

Innledningen starter med ulike uttalelser og henvisninger til avisartikler av kraftbransjen angående norske kraftpriser og norske magasinutfyllinger. Videre i oppgaven presenterer jeg andre viktige faktorer som kan ha en påvirkning på norske kraftpriser. Teoridelen i kapittel 6 skal forsøke å forklare prisvariasjonen av vannkraft over enkelte perioder i året og for et helt år. Til sist kommer selveste regresjonsanalysene for kortere perioder som skal forsøke å bekrefte eller avkrefte de uttalelsene som kraftbransjen har kommet med.

Problemstillingen er som følger: *Gjenspeiler norske elspotpriser fyllingsgradene i de norske vannmagasinene?*

Det er det viktig å skille problemstillingen mellom kortere og lengre perioder. Kortere perioder kan fra uke til uke, og lengre perioder kan være fra år til år. Analysene som er foretatt undersøker for kortere perioder.

Resultatene i analysene støtter deler av utsagnene. Selv om analysene kan forkastes ved bruk av en felles hypotesetest, er det likevel interessant å se på de estimerte koeffisientene hver for seg.

© Uy Tran

Vår 2010

Norsk vannkraftøkonomi

Uy Tran

<http://www.duo.uio.no/>

Trykk: Reprosentralen, Universitetet i Oslo

Sammendrag

I 1991 fikk Norge en ny energilov og i 1996 ble Nord Pool etablert som verdens første flernasjonale markedsplass for fysisk krafthandel mellom Norge og Sverige. I 2000 var det nordiske kraftmarkedet på plass med Norge, Sverige, Finland og Danmark. Hensikten med elkraftsamarbeidet på tvers av landegrensene var å effektivisere kraftmarkedet. Det nordiske kraftmarkedet har i dag gode overføringsforbindelser mellom landene og er godt integrert. Kraftutvekslingen mellom de ulike landene skjer daglig og gir en priskonsekvens for de ulike områdene.

Sammensetningen av den nordiske kraftproduksjonen kommer fra flere ulike energikilder. I 2008 bestod den nordiske kraftproduksjonen av 57 % vannkraft, 21 % kjernekraft, 20 % olje, kull og gass, mens resterende elektrisk kraft kom fra vind- og bioenergi. 99 % av Norges kraftproduksjon bestod av vannkraft.

Norge er verdens sjette største vannkraftprodusent etter Kina, Canada, Brasil, USA og Russland. Målt i andel vannkraft av den totale elektrisitetsproduksjonen er Norge helt klart størst med 99 % vannkraft. Vannkraft står for ca. én femtedel av verdens totale elektrisitetskonsum, og ca. én tredjedel av verdens land er avhengige av vannkraft for over 50 % av deres elektrisitetsproduksjon. Elektrisitet er et nøkkelgode i den moderne økonomien og er viktig for økonomisk vekst.

Elektrisk kraft kan handles i det fysiske kraftmarkedet og/eller i det finansielle markedet. Krafthandelen i det fysiske markedet er ment for fysisk levering av elektrisk kraft til ulike konsumenter. Konsumentene er enten husholdninger, mellomstore forbrukere som for eksempel kontorbygg, og bedrifter som for eksempel kraftintensiv industri. De fleste konsumentene forholder seg til ulike distribusjonsselskap som handler fysisk kraft på vegne av sine kunder, mens de største konsumentene handler direkte på kraftbørsen Nord Pool.

Krafthandelen i det finansielle kraftmarkedet er ment for å prissikre seg et kraftprodukt, eller å spekulere og tjene på oppgang eller nedgang i det fysiske markedet. Krafthandelen i det finansielle markedet gir ingen fysisk levering av elektrisk kraft, men kun finansielle oppgjør.

Nordmenn ligger på verdenstoppen når det gjelder elektrisitetsforbruk per innbygger. Dette er nesten fem ganger gjennomsnittet i Europa. 98% av alle norske husholdninger har elektrisk

varmeovn. Norge er et kaldt land og dermed forbruker nordmenn mer elektrisk kraft til oppvarming under vintersesongen. Variasjonen av kraftforbruket varierer over sesongene, dagene i en uke og døgnet. Variasjonen i døgnet og i en uke skyldes ulike aktiviteter som krever ulike forbruksmengder av elektrisk energi. Variasjonen over sesongene skyldes naturligvis av temperaturen. I det fysiske kraftmarkedet må etterspørselen og tilbudet være i kontinuerlig balanse. Et avvik fra balansen kan få fatale konsekvenser for transmisjonsnettet og energiforsyningen. Statnett som er Norges systemoperatør, har ansvaret for å opprettholde denne balansen til enhver tid.

Norge utveksler elektrisk kraft hovedsakelig med Danmark, Sverige og Nederland. Dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt, og denne kraftutvekslingen øker den norske forsyningssikkerheten. Grunnen til at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt er fordi norske vannkraftprodusenter kan eksportere elektrisk kraft til utlandet når trusselen for oversvømmelse er reell, og norske husholdninger kan importere billigere elektrisk kraft når det er knapt med vann i norske vannmagasin. Norske vannmagasin har en total lagringskapasitet på ca. 70% av det gjennomsnittlige tilsiget i et år.

Problemstillingen er som følger: *Gjenspeiler norske elspotpriser fyllingsgradene i de norske vannmagasinene?* For å belyse problemstillingen min tar jeg først og presenterer viktige faktorer som kan spille en rolle for prissettingen av vannkraft. Blant annet presenterer jeg det nordiske kraftsamarbeidet, ulike konsummengder over tid, og Norges kraftutveksling med utlandet. Videre presenterer jeg en teoridel hvor jeg forsøker å forklare hvordan prisen på vannkraft kan variere over kortere perioder og fra år til år forårsaket av ulike mengder av vann i magasinene. Til slutt prøver jeg å besvare problemstillingen ved hjelp av regresjonsanalyser fra analyseverktøyet Stata 9.

Problemstillingen må skilles mellom for enkelte perioder i året eller fra år til år. Antagelig er prisvariasjonen basert på årstilsig og ikke for enkelte perioder i året. Likevel ønsker jeg å teste hypotesen mellom elspotpris og vannmengde ved hjelp av en økonometrisk analyse for kortere perioder for å se samvariasjonen.

Teorien om prissettingen av vannkraft kommer av en deterministisk modell i strukturform. Med en strukturform menes en teoretisk modell med en viss grad av selvstendighet og som er bygget av relasjoner. Relasjonene kan være en tilbudsrelasjon og en etterspørselsrelasjon hvor en endring i en av relasjonene ikke påvirker den andre relasjonen. Vannkraftproduksjonen

foregår kontinuerlig og over flere perioder. Teorien illustrerer samfunnsplanleggerens optimale løsninger over flere perioder og optimeringsproblemet er en diskret tid dynamisk optimeringsproblem. En spesiell løsningsprosedyre er utviklet for å løse slike optimeringsproblemer. På grunn av den spesielle strukturen problemet har, blir problemet løst med ikke-lineær programmering ved hjelp av Kuhn-Tucker betingelsene.

Illustreringen av de ulike optimale løsningene kan kvalitativt fanges opp i en to-periode modell. Badekardiagrammet viser de optimale allokeringene av vann mellom to perioder. I oppgaven finnes det fem illustreringer: (i) når en kan problemfritt lagre og overføre vann fra periode t til periode $t+1$, (ii) når en har fulle vannmagasin, og (iii) når det er knapphet av vann, (iv) våtår og tørrår, (v) åpen handel med termisk kraft. Teorien skiller mellom prisvariasjoner i enkelte kortere perioder og fra år til år. I virkeligheten blir fyllingsgradene nøye fulgt med på av aktørene i kraftmarkedet, og det viser seg at nivået på fyllingsgradene spiller en stor rolle i tilbudsrelasjonen.

Illustreringen ved bruk av den deterministiske modellen tilsier prishopp, mens i virkeligheten kan vi få mykere opp- og nedjusteringer av prisen ved hjelp av en glatt utviklingskurve av fyllingsgraden og ved hjelp av kraftutveksling. Av empirien ser vi myke prisjusteringer av ukesprisene over sesongene.

Empirien av ukesprisene i 2008 og 2009 i Norge er forskjellige til tross for ganske like utviklinger av fyllingsgradene for disse to årene. Dette kan tyde på at ukesprisene i Norge ikke har så stor sammenheng med magasinfyllingen slik som kraftbransjen har trodd. For å undersøke dette nærmere har jeg kjørt noen tidsserieregresjonsanalyser med ulike variabler for å besvare problemstillingen min.

Teorien er av strukturform. For å analysere og besvare problemstillingen min måtte jeg bruke en redusert form som er den nærmeste formen en kan nå virkeligheten. Årsaken ligger i hvordan datasettet er tilordnet. Den reduserte formen er utledet av strukturformen ved å løse opp alle de endogene variablene uttrykt av funksjoner av de eksogene variablene. I mitt tilfelle er ukesprisen P_t løst opp og uttrykt av de andre uavhengige eksogene variablene.

Av de første regresjonsanalysene ble det gjort funn på at økt fyllingsgrad i uke t ville gi en prisreduksjon i uke t . 2 av de 3 estimatene for de ulike prisområdene var signifikante. Problemet var at det ble også gjort funn på at økt fyllingsgrad i forrige uke ville gi en

prisøkning i denne uken. Dette er en selvmotsigelse i forhold til teorien. Variablene for fyllingsgrad i de to periodene er høyt korrelerte, slik at modellen lider av multikorrelasjonsproblemet. Gitt teorien, selv om det som kan synes å være kausalitet ikke nødvendigvis er kausalitet men i beste fall ren korrelasjon. Grunnen til at jeg velger å kjøre med lag-verdier for fyllingsgrad er fordi det ikke alltid er slik at planleggerne kan planlegge vannkraftproduksjonen ut ifra sine vannmagasinprognoser for hver enkelt uke. Det er da en god grunn til å tro at de planlegger vannkraftproduksjonen ut ifra hva de hadde av vann i forrige uke. Resultatet er i strid med teorien og intuisjonen. Ingen av de estimatene for lag-verdiene var signifikante. Selv om hele analysen kan forkastes ved bruk av en felles hypotesetest, er det likevel interessant å se på resultatene isolert sett.

En kunne tenke seg at planleggerne agerte ut ifra endringer i fyllingsgradene i vannkraftproduksjonen. Med de nye regresjonsanalysene kjørte jeg med den første forskjellen av fyllingsgradene, ved hjelp av variabelen $\Delta F_t = F_t - F_{t-1}$. F_t er fyllingsgraden i uke t . Resultatene viser at en nettoøkning i fyllingsgraden ville gi en prisreduksjon og omvendt, en nettoreduksjon i fyllingsgraden ville gi en prisøkning. Kun ett av disse tre estimatene var signifikante. De nye regresjonsmodellene fikk fortsatt lave forklaringsverdier til den avhengige variabelen ΔP_t , men modellen som helhet kan forkastes ved bruk av en felles hypotesetest utenom for prisområdet NO3.

Regresjonsanalysen for hele Norge var interessant siden vi kunne inkludere variabelen nettoimport. Estimeringen av denne variabelen viste at økt import ville gi en prisreduksjon og omvendt, økt eksport ville gi en prisøkning, slik som presentert i teoridelen avsnitt 6.6. Dette estimatet er signifikant. Modellen som helhet kan her også forkastes ved bruk av en felles hypotesetest.

Et annet interessant funn i de nye analysene var lag-verdien av selve prisen. Resultatet viste at få deler av prisen i uke t , P_t , kunne forklares av ukesprisen i forrige uke P_{t-1} . Det kan tyde på at prisjusteringen har en treghet i seg. Alle disse estimatene her er signifikante.

Ellers fant analysene ingen andre sammenhenger mellom de andre uavhengige variablene og ukespris. Temperaturen og dermed etterspørselen hadde ingen logisk påvirkning på ukesprisene. Disse estimatene var heller ikke signifikante. For å finne sammenhengen mellom elspotpris og temperatur må en utvide estimeringsperioden for å skille mellom sesongene.

Med disse resultatene er det vanskelig å enten bekrefte eller avkrefte utsagnene som vi har fått utdelt av kraftbransjen via media. Selv om alle regresjonsanalysene kan forkastes ved bruk av en felles hypotesetest, er det likevel interessant å se på de estimerte resultatene hver for seg.

Konklusjonen min er at det er en sammenheng mellom norske elspotpriser og vannmengde. Den intuitive forståelsen og sammenhengen mellom elspotpris og vannmengde er antagelig basert på årstilsig og ikke for kortere perioder som jeg prøvde å teste med min regresjonsanalyse.

Forord

Denne oppgaven ville aldri sett dagens lys om jeg ikke hadde fått de nødvendige innvendingene og kommentarene jeg trengte.

Først og fremst vil jeg takke min veileder, Finn R. Førsund. Han har delt sine betydelige kunnskaper om kraftmarkedet med meg, og ikke minst veiledet meg gjennom en tøff oppgaveskriving.

For datamaterialet angående fyllingsgrad, temperatur, spotpriser og import/eksport ønsker jeg å rette en stor takk til Per Tore Jensen Lund(NVE) og Finn Pettersen(NVE), Anita Verpe Dyrrdal(MET) og Nord Pool Spot.

Jeg vil også takke Jo Thori Lind som har veiledet meg med regresjonsanalysene, uten han ville jeg antageligvis fått det vanskelig med å finne samvariasjonen mellom elspotpriser og fyllingsgrad for kortere perioder..

Sist men ikke minst, vil jeg takke min arbeidsgiver Nord Pool ASA. Uten deres lærdom angående det nordiske kraftmarkedet ville denne oppgaven aldri ha blitt påbegynt eller avsluttet.

Eventuelle feil eller mangler i oppgaven skyldes helt og holdent undertegnede selv.

Oslo, mai 2010.

Uy Tran

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	1
2	Det nordiske kraftmarkedet, historikk.....	2
2.1	Produksjon og konsum	3
2.2	Norge	3
2.3	Nord Pool.....	4
2.3.1	Nord Pool Spot	4
2.3.2	Nord Pool ASA	7
3	Vannkraft.....	10
3.1	Vannkraft i Norge	11
4	Etterspørsel og konsum	14
4.1	Industri.....	14
4.2	Mellomstore forbrukere	15
4.3	Husholdninger	15
4.4	Konsum over ulike tidsperioder	18
4.5	Temperatur.....	19
5	Import og eksport	21
5.1	Prinsippet ved import og eksport.....	24
5.2	Import og eksport over døgnet.....	25
5.3	Import og eksport over året	28
6	Teoridel	31
6.1	Den teoretiske forklaringen	31
6.2	Markedslikevekt ved fulle vannmagasin	35
6.3	Markedslikevekt ved knapphet av vann i magasinene	37
6.4	Prisfastsettelsen av vannkraft aggregert nivå	39
6.5	Prisvariasjoner over tid	40
6.6	Krafthandel med utlandet.	43
6.7	Årsaker til endringer av norske kraftpriser.....	50
6.8	Bestemme mengder av vannkraft	51
6.9	Et generelt problem med vannkraft	52
6.10	Den teoretiske strukturmodellen vs. virkeligheten på redusert form	53
7	Økonometri og modeller	54

7.1	Strukturmodellen	54
7.2	Redusert modell, den reduserte formen	55
8	Data til regresjonsanalysen.....	57
8.1	År 2008 og 2009	58
9	Regresjonsanalysen	68
9.1	Regresjonsanalysene.....	70
9.1.1	Regresjonsanalyse for elspotområdet NO1	70
9.1.2	Regresjonsanalyse for elspotområdet NO2	73
9.1.3	Regresjonsanalyse for elspotområdet NO3	76
9.2	Adjusted R-squared	78
9.3	P-verdien and t-verdien	79
9.4	F-statistikken	79
9.5	P-verdien, t-verdien og F-statistikk for NO1	79
9.6	P-verdien, t-verdien og F-statistikk for NO2.....	80
9.7	P-verdien, t-verdien og F-statistikk for NO3.....	80
10	Nye regresjonsanalyser	81
10.1	Tidsserieregresjonsanalyse for NO1	82
10.2	Tidsserieregresjonsanalyse for NO2	83
10.3	Tidsserieregresjonsanalyse for NO3	84
10.4	Regresjonsanalyse for Norge	85
10.4.1	Regresjonsanalysen for Norge	86
10.5	Verdien av de nye regresjonsanalysene for de ulike områdene	87
10.5.1	Verdien av regresjonsanalysen for hele Norge	87
11	Konklusjon	89
	Litteraturliste	91
	Vedlegg	97

1 Innledning

Norge har ingen selvstendig kraftmarked for elektrisk energi. Likevel er det fortsatt en tro på at det er en stor sammenheng mellom norske elspotpriser og norske magasininnfyllinger i kraftbransjen. Opp gjennom de siste årene har vi hatt ulike overskrifter i media som tyder på at fyllingsgradene i vannmagasinene har hatt en stor påvirkning for norske kraftpriser. Blant annet har overskriftene vært;

- *"Fulle vannmagasin gir rekordlav kraftpris"* (<http://www.tu.no/energi/article107603.ece>), publisert av Teknisk Ukeblad 25. juli 2007.
- *"Mer vann gir billigere strøm"* (<http://www.dn.no/forsiden/energi/article143524.ece>), publisert av Dagens Næringslivs 7. januar 2004.
- *"Lite nedbør gir dyr sommerstrøm"* (<http://www.aftenposten.no/okonomi/innland/article3570800.ece>), publisert av Aftenposten 18. mars 2010.

En kraftsituasjonsrapport i november 2006 av Norges vassdrags- og energidirektorat(NVE) hevder nettopp dette. Dette er utgangspunktet for problemstillingen som jeg i denne oppgaven skal prøve å besvare, nemlig om slike oppfatninger mellom fyllingsgrad i vannmagasinene og kraftpris kan bekreftes eller avkreftes. For å undersøke denne sammenhengen, benytter jeg meg av analyseprogrammet Stata 9.

Under vinteren 2009 og 2010 har vi i enkelte dager opplevd å få høye strømpriser, så høye at det har vært ramaskrik i media. Dette har skapt en større uro i Stortinget angående norsk energipolitikk, og en rekke tiltak og forslag er nevnt og krevd av opposisjonen.

Under den samme vinterperioden var det enkelte kraftintensive industrier som måtte stenge ned produksjonen sin i enkelte av dagene eller timene med svært høye strømpriser. Mye av skylden ble rettet mot svenske atomkraftverk. Og i Sverige ble det tatt en rask beslutning om å åpne for bygging av nye kjernekraftverk.

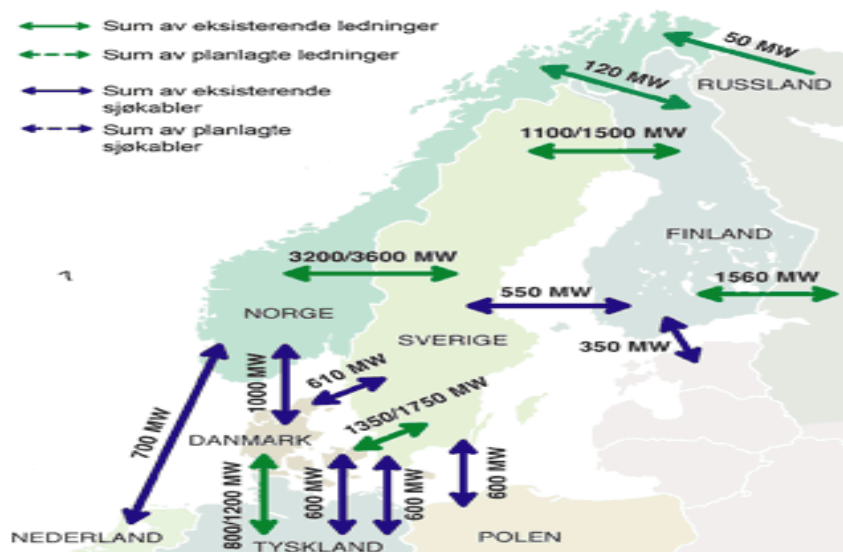
Denne masteroppgaven er ikke ment å undersøke hva som skjedde med det nordiske kraftmarkedet i vinter 2009/2010, men den undersøker det norske vannkraftmarkedet nærmere ved å se om norske elspotpriser har noen sammenheng med de tilgjengelige ressursene Norge har for å produsere strøm, nemlig fyllingsgraden i vannmagasinene.

2 Det nordiske kraftmarkedet, historikk

I 1990 fikk Norge en ny energilov med virkning i 1991. Daværende Olje- og energi minister Eivind Reiten(SP) la frem dette lovforslaget og regnes som energilovens far. Hensikten med den nye energiloven var å skape et mer transparent kraftmarked samt å fremme effektiv konkurranse i det norske kraftmarkedet.

I 1996 fikk Sverige en ny energilov som åpnet for konkurranse i det svenske kraftmarkedet. Dette førte til etableringen av Nord Pool i 1996, som en norsk-svensk markedsplass. Nord Pool ble med dette verdens første multinasjonale markedsplass for handel av fysisk kraft og finansielle kraftkontrakter. I 1997 kom Finland med i samarbeidet, mens Vest-Danmark kom med i 1999 og Øst-Danmark i 2000.

De fire ovennevnte landene utgjør hovedtyngden av det nordiske kraftmarkedet. Her er det Nord Pool Spot AS som har ansvaret for å drive den fysiske handelen, med konsesjon fra Norske energimyndigheter, herved Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Det nordiske kraftmarkedet er knyttet til kontinentale Europa blant annet via Nor-Ned kabelen mellom Sør-Norge og Nederland med en kapasitet på 700MW, via Swe-Pol kabelen mellom Sverige og Polen med en kapasitet på 720MW og via Baltic-cable kabelen mellom Sverige og Tyskland med en kapasitet på 600MW. Dette er noen få eksempler på hvordan det nordiske kraftmarkedet er knyttet sammen med det kontinentale. Se figur under.



Kilde: Norwatt, fakta ark 2008.

Figur 2.1: Det nordiske kraftmarkedet og det kontinentale.

2.1 Produksjon og konsum

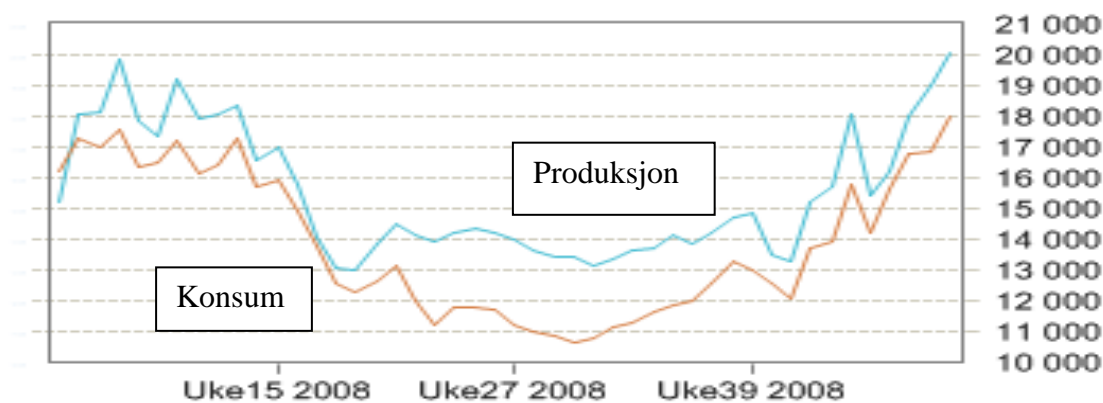
I 2008 ble det totalt konsumert 396 TWh av det nordiske markedet. Den totale produksjonen var på 397.4 TWh. Det nordiske kraftmarkedet var da en netto eksportør av elektrisk energi med 1.4 TWh (www.norwatt.no).

Her utgjorde vannkraft 57 % av den totale kraftproduksjonen i Norden, kjernekraft utgjorde 21 %, olje, kull og gass utgjorde 20 % mens vind- og bioenergi utgjorde knappe 2 % (www.norwatt.no).

Av det totale strømforbruket gikk 47 % til storindustri¹, 28 % til husholdninger, 22 % til øvrig næringsliv og 3 % til annet.

2.2 Norge

I 2008 hadde Norge et strømforbruk på 128.9 TWh, dette utgjorde 32.55 % av det totale strømforbruket i Norden. Den norske strømproduksjonen lå på 142.7 TWh samme år, og med andre ord var Norge netto eksportør av elektrisk energi i 2008.



Figur 2.2: Produksjon og konsum av elektrisk kraft i Norge 2008, i MWh.

Kilde: Statnett

Her viser den øverste grafen faktisk produksjon, mens den nederste grafen viser faktisk konsum i 2008 i MWh.

¹ Storindustri omfatter større bedrifter og fabrikker som konsumerer en betydelig mengde elektrisk kraft i sin produksjon. Eksempelvis kraftintensive bedrifter som Hydro og Elkem.

I motsetning til våre naboland, består mesteparten av kraftproduksjonen i Norge av vannkraft. Vannkraften utgjør 99 % av all elektrisk energi i Norge, resterende elektrisk produksjon kommer fra vindkraft og varmekraft (www.norwatt.no). Dette gjør det mer interessant å se nærmere på fyllingsgraden i norske vannmagasiner og norske områdepriser. Jeg vil gå nærmere inn på dette temaet senere i oppgaven. Til sammenligning i Norden, har vår nabo Sverige i 2008 en kraftproduksjon på 146.0 TWh hvorav 47 % av produksjonen var av vannkraft. Dette forteller hvor unik Norge er i vannkraftproduksjon. Danmark produserer 0 % vannkraft, og Finland 23 % vannkraft.

2.3 Nord Pool

Nord Pool ble etablert i 1996 som en norsk-svensk handelsplass. Finland kom med i samarbeidet i 1997, Vest-Danmark i 1999 og Øst-Danmark i 2000. Pr. i dag er det fortsatt de fire landene som utgjør samarbeidet av krafthandelen i Norden.

I dag er Nord Pool delt i to, Nord Pool Spot og Nord Pool ASA.

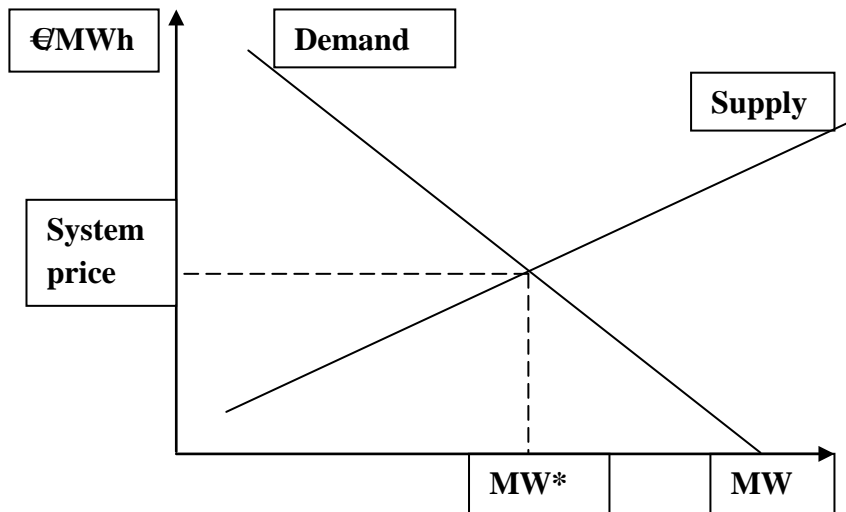
2.3.1 Nord Pool Spot

Nord Pool Spot er et selskap som eies av systemoperatørene, det vil si av det norske Statnett, det svenske Svenska Kraftnett, det finske Fingrid OYJ og det danske Energinet (www.nordpool.com). Nord Pool Spots hovedoppgave er den daglige driften av fysisk krafthandel. Det skjer ved at alle aktører som ønsker å selge sin kraftproduksjon neste døgn, må melde inn hvor stort kvantum i MWh de ønsker å avhende til hvilken pris i sin foretrukne valutakurs. Valutakursene de kan velge å benytte seg av er EUR, NOK, DKK eller SEK. Dette utgjør aktørenes tilbudskurve som de må melde inn til Nord Pool Spot innen klokken 12:00 hver dag. Nord Pool Spot summerer da aktørenes enkelte tilbudskurver og får da en akkumulert tilbudskurve for hele Norden.

Etterspørselssiden foretar seg den samme anmeldingsprosessen som nevnt over², og Nord Pool Spot får da en akkumulert etterspørselskurve. Ved hjelp av de aggregerte tilbudskurvene og etterspørselskurvene, kalkulerer Nord Pool Spot markedskrysset for hver time av neste

² Etterspørselssiden byr inn hvor stort kvantum i MWh de ønsker å kjøpe til ulike priser.

døgn. Prinsippet av markedskrysskalkuleringen følger samfunnsøkonomisk velferdskriterium(www.nordpool.com). Anmeldingene eller spotbudene følger implisitt auksjonsteori. Gjennomsnittet av disse 24 markedskryss er hovedmarkedskrysset som representerer Systemprisen.



Figur 2.3: Markedskrysset for det nordiske kraftmarkedet.

Kilde: Nord Pool Spot:

http://www.nordpoolspot.com/trading/The_Elspot_market/Price-calculation/

Systemprisen representerer markedsklareringen (i et fritt marked) når Nord Pool Spot ikke tar for seg de teknologiske begrensningene. Dermed er ikke systemprisen av noen spesiell interesse for det fysiske markedet siden aktørene handler i områdepriser for hver enkelt time. Systemprisen hadde vært interessant hvis hele det nordiske kraftmarkedet hadde vært fullstendig integrert der ingen transmisjonsbegrensninger hadde eksistert. Systemprisen derimot spiller nøkkelrollen i det finansielle markedet siden de finansielle kontraktene refererer til systemprisen, noe jeg vil forklare nærmere senere i oppgaven under Nord Pool ASA.

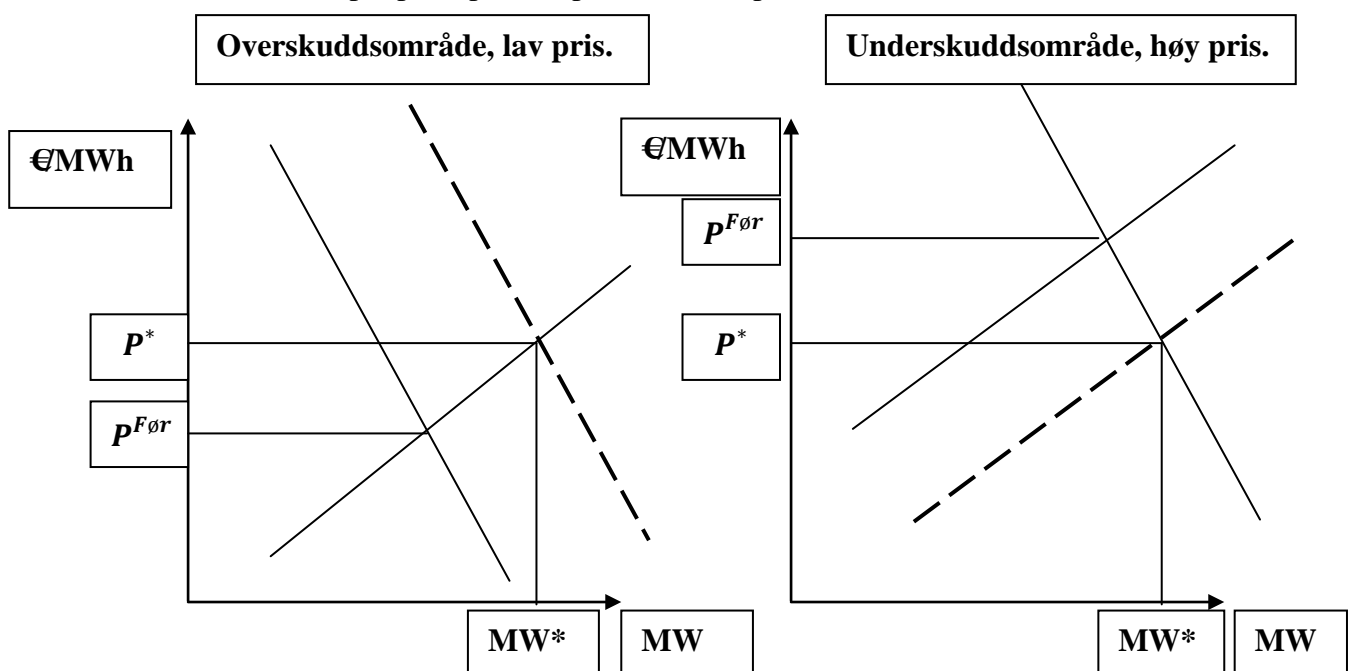
Det som er av interesse for det fysiske markedet er alle markedsklareringene hvert prisområde får i neste døgn for alle 24 timene. Her er det 7 fysiske og teknologiske begrensninger Nord Pool Spot må ta hensyn til under spotpriskalkuleringen.

1. Hvilket prisområde aktørene befinner seg i.
2. Volumbegrensningen.

3. Områdebilansen.
4. Overføringskapasitet mellom områdene.
5. Maksimal overføringsendring, "ramping".
6. All etterspørsel over spotprisen får tilslag og vice versa. Og alle tilbud under spotprisen får tilslag og vice versa.
7. For to ulike områdepriser, skal overføringskapasiteten fullt utnyttet for eksport og import.

Spotprisen for hvert område blir kalkulert med hensyn til de fysiske og de teknologiske begrensningene. Det er disse klareringene som forteller hvilken aktør som har fått tilslag, det menes hvem som får kjøpt eller solgt kraft i henhold til sin egen anmelding på Nord Pool Spot (www.nordpoolspot.com).

Under ser vi et eksempel på import/eksport i to ulike prisområder.



Figur 2.4: Beregning av kraftutveksling mellom to ulike prisområder.

Kilde: http://www.nordpoolspot.com/trading/The_Elspot_market/Price-calculation/Price_area/

Over ser vi et eksempel på import og eksport når to områder i det nordiske kraftmarkedet med overføringsforbindelser får ulike priser. Figuren til venstre illustrerer et område med lav pris mens figuren til høyre illustrerer et område med høy pris. Figurene illustrerer at det finnes

tilbydere i lavprisområdet som ikke får solgt til $P^{F\theta r}$ i sitt eget område og etterspørrere i høyprisområdet som ikke får kjøpt mer enn til $P^{F\theta r}$ i sitt område. Det finnes en pris P^* i begge områdene som gir økt handel og samfunnsøkonomisk overskudd. Ved å utnytte overføringskapasiteten og eksportere fra et lavprisområde til høyprisområdet, er det nå flere tilbydere i lavprisområdet som får solgt og flere etterspørrere i høyprisområdet som får kjøpt. Prisen i lavprisområdet har økt, mens prisen i høyprisområdet har sunket, områdeprisene korrelerer og handelskvantumet har økt. Kraftutvekslingen avhenger av overføringskapasiteten (teknologisk begrensning), og utnyttes fullt ut så lenge de ulike områdeprisene ikke er like. I praksis blir overføringskapasiteten da meldt inn som et kjøpsbud hos lavprisområdet og som et salgsbud hos høyprisområdet.

2.3.2 Nord Pool ASA

Nord Pool ASA ble i likhet med Nord Pool Spot etablert i 1996. Den daglige driften og hovedoppgaven til Nord Pool ASA er utførelsen av den finansielle handelen. I dag er Nord Pool ASA en av verdens største og mest likvide³ kraftbørser, og et av Europas største karbonmarked. Kraftderivatene baserer seg på den omsetningen som skjer på Nord Pool Spot, med systemprisen som den underliggende strømkontrakten (www.regjering.no). Et eksempel er hvis du kjøper et kraftderivat i dag til Euro 40 pr. MW med *levering* neste måned, og systemprisen skulle ende på Euro 50 pr. MW, så har du tjent (spart) Euro 10 pr. MW i alle de timene som er definert i kontrakten. Med *levering* menes ikke fysisk levering av kraft, men at du har holdt den finansielle avtalen ut til utløpsdatoen. Alle derivatkontraktene som handles på Nord Pool ASA må *cleares* hos dem, og handelsaktørene får da et sikkert oppgjør med Nord Pool ASA som motpart.

I dag er Nord Pool ASA eid delvis av Statnett og Svenska Kraftnett med en andel på 50 % hver. De samarbeider med Nasdaq OMX Commodities med internasjonale kraftderivater, clearing-tjenester og consulting-tjenester hvor Nasdaq OMX Commodities sitter med 100 % eierandel.

³ Likvid i denne sammenhengen betyr at det er lett for aktørene å kjøpe eller selge kraftderivatene til markedsprisen til enhver tid. "Åpne", "endre" eller "stenge" posisjonene om en bruker finansielle terminologer.

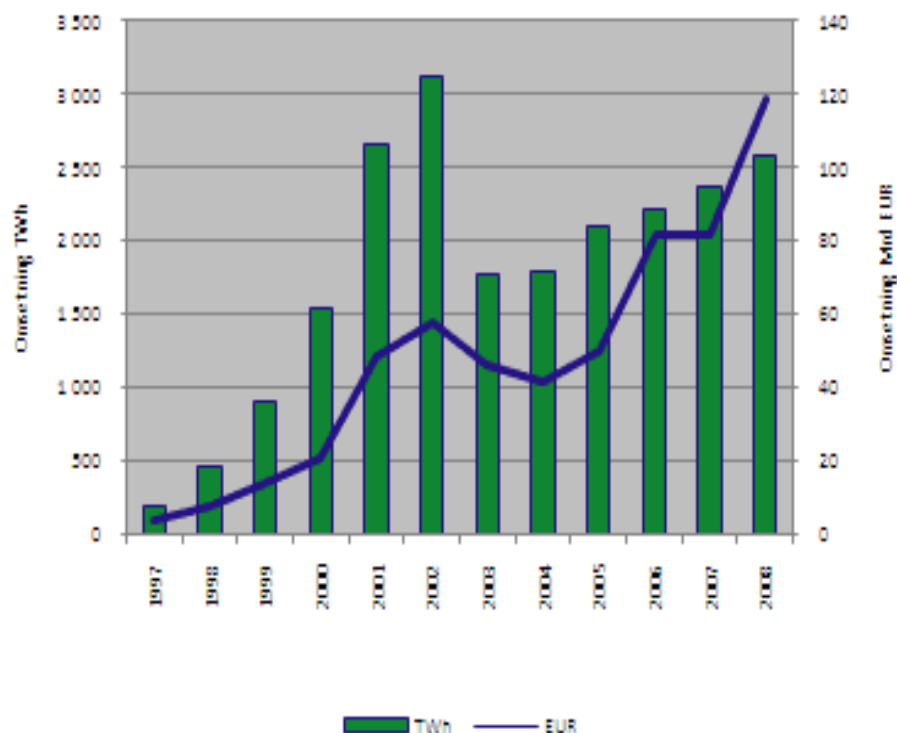
Det er nå rundt 400 aktører fra 20 medlemsland i den finansielle krafthandelen i det nordiske kraftmarkedet. Aktørene har ulike motivasjoner for denne aktiviteten. Produsentene ønsker å prissikre seg mot uønskede prissvingninger for å optimere sin produksjonsplanlegging.

Kraftintensiv industri ønsker å sikre seg forutsigbare (og lave) kraftpriser.

Distribusjonsselskapene ønsker å prissikre en margingevinst ved salg til sluttbrukere.

Porteføljeforvaltere opptrer i markedet for sine kunder. Tradere handler i markedet for å tjene på prissvingninger og bidrar til god likviditet i markedet (www.norwatt.no). For den enkelte aktør kan det være en blandet motivasjon av ovennevnte hensikter, særlig når de opptrer i begge markeder, både i det finansielle og det fysiske markedet.

I 2008 var den finansielle omsetningen på EUR 120 milliarder fordelt på 2575 TWh. Det utgjør 6-7 ganger mer enn underliggende konsum (som i 2008 var 396 TWh). Av de 2575 TWh som ble omsatt i 2008, ble 70 % omsatt på børs, resterende ble gjort OTC eller bilateralt.



Figur 2.5: Omsetning i TWh og i Mrd EUR på kraftbørsen.

Kilde: norwatt.com

Nord Pool ASA er tildelt en lisens av Finansdepartementet som autoriserer Nord Pools børsvirksomhet som utveksler av kraftderivater under Exchange Act2000 (www.nordpool.com). Lisensen er gitt av Finansdepartementet og Nord Pool ASA er under tilsyn av Finanstilsynet i Norge. I følge Exchange Act paragraf 5.11, krever det at børsene skal ha en markedsovervåkningsfunksjon. I dag deler Nord Pool ASA og Nord Pool Spot markedsovervåkningsfunksjonen. De jobber med å overvåke det fysiske og det finansielle markedet, samt å bygge et tillitsfull, pålitelig og transparent nordisk kraftmarked.

3 Vannkraft

I følge International Hydropower Association (www.hydropower.org) kommer 20 % av all verdens elektrisitetsproduksjon av vannkraft og forsyner 161 land som blant annet utviklingsland som Brasil, Etiopia, Laos, Uganda og Zimbabwe. 92 % av all verdens fornybar elektrisitetsproduksjon kommer av vannkraft. Kina, Canada, Brasil, USA og Russland er de fem landene i verden med mest elektrisitetsproduksjon av vannkraft (i 2004) (www.environment.nationalgeographic.com). Norge er verdens sjette største produsent av vannkraft og Europas største (www.fornybar.no). Måler vi elektrisitetsproduksjon i andel av vannkraft relativt til andre produksjonsteknologier er Norge helt klart størst med 99 %, etterfulgt av Brasil (90 %), Island (88 %), Australia (70 %), New Zealand (65 %), Canada (62 %) og Sverige (40 %).

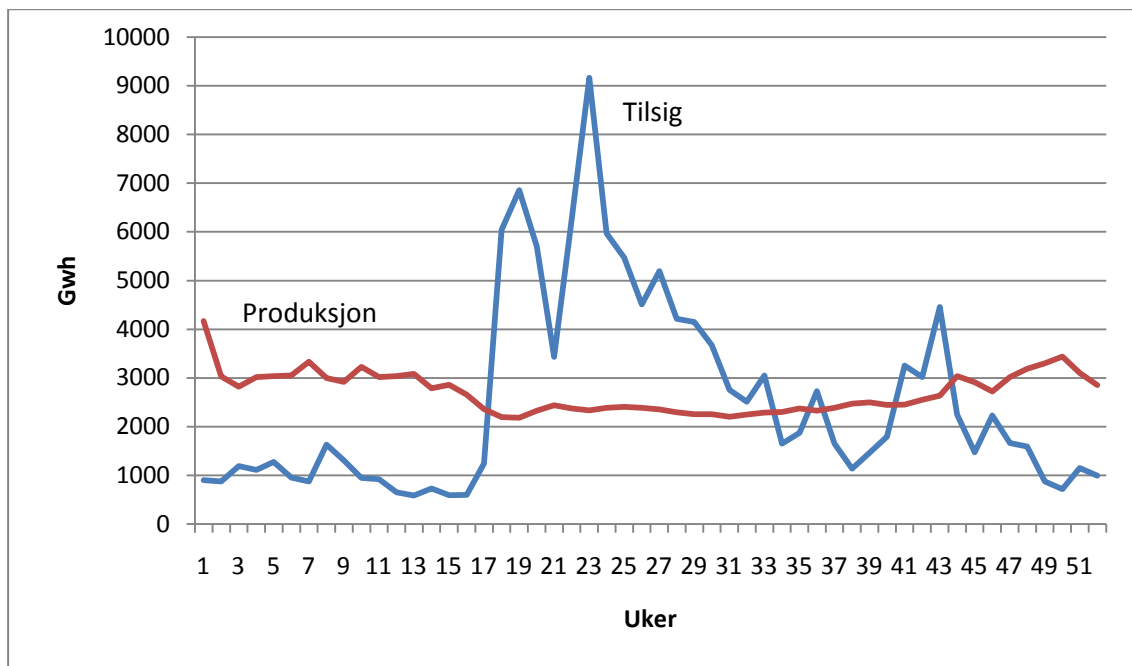
Elektrisitet kan produseres av ulike energikilder som olje, gass, kull, kjernekraft, vindkraft, varmekraft og vannkraft. Vannkraft er definert som miljøvennlig og fornybar energikilde. Teknologien er basert på at vannet skal sendes inn i turbiner ved hjelp av gravitasjonskraft. Vannkraft kan være enten regulerbart eller uregulerbart. Ved regulerbar vannkraft, kan vannet lagres i dammer med ulik begrenset lagringskapasitet. Dette gjør det mulig å produsere elektrisitet etter ønske eller behov. Uregulerbar vannkraft finner vi blant annet i elvekraft der størrelsen, nivået og hurtigheten til elven selv determinerer elektrisitetsproduksjonen. Denne kraftproduksjonen er lik vindkraft, bare med ulik innsatsfaktor.

Vannets kretsløp drives av solenergi. Solen varmer opp vann fra havet, elver, innsjøer og annet overflatevann og fordamper det til skyer. Vannet har nå fått høydeenergi. Når skyene blir tunge nok faller det ned i form av regn, snø eller hagl. Vannet renner naturlig mot et lavere punkt ved hjelp av gravitasjonsloven. Ved å la vannet strømme gjennom turbiner produserer vannkraftverkene elektrisk energi.

3.1 Vannkraft i Norge

Norge er verdens største vannkraftprodusent pr. innbygger. 99 % av den norske elektrisitetsproduksjonen kommer av vannkraft.

Norge er et land med mye fjell. Ca. 40 % av landarealet ligger 600m over havet. Høyde over havet har mye å si for hvordan man kan omforme høydeenergi til elektrisk energi. Geologisk sett ligger Norge i et stabilt område, noe som tilsier at vannkraftverkene er trygge. På grunn av store nedbørsmengder og lav temperatur i Norge, er det lett for vannkraftverkene å samle opp vannet og lagre det. Ved å lagre dette vannet får Norge en jevn tilgang av elektrisk energi. Nedenfor ser vi en graf som viser tilsig og produksjon i Norge 2008.

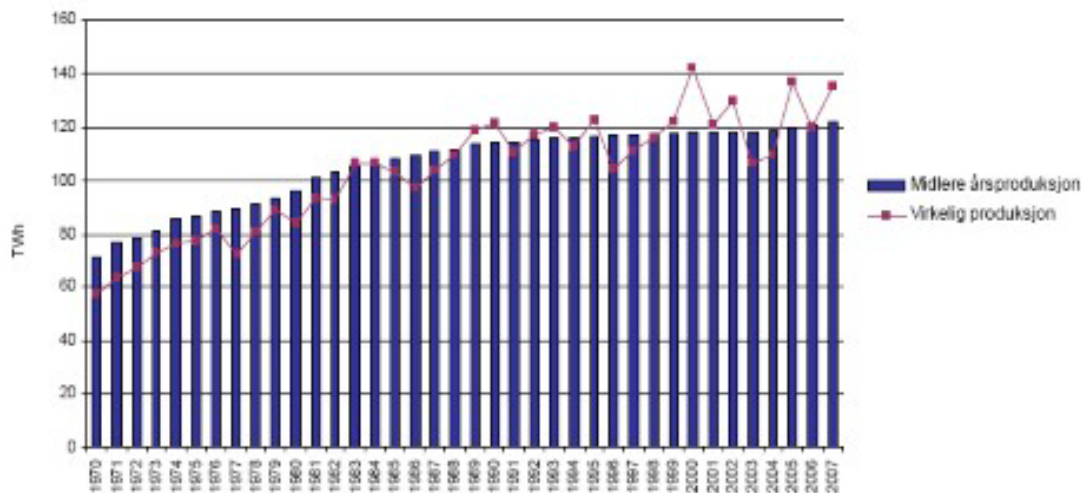


Figur 3.1: Produksjon og tilsig i Norge 2008.

Kilde: NVE

I dag har Norge et utbygd vannkraftsystem med *midlere* årlig elektrisitetsproduksjon på nær 123TWh og en installert effekt på 28.3 GWh fordelt på 620 vannkraftverk. Med midlere

produksjon menes den elektriske produksjonen en vil oppnå i et år med ”normale” klimaforhold. Man beregner den midlere årlige produksjonsevnen ut ifra den installerte effekten og det forventede årlige tilsiget ved hjelp av tilsigsserien en har fra de foregående 30 år.



Figur 3.2: Virkelig vannkraftproduksjon i forhold til midlere årsproduksjon.

Kilde: SSB/NVE

Vannkraftproduksjonen er determinert av hvor mye vi forbruker. Av figur 3.1 ser vi at vannkraftproduksjonen er relativt stabil i forhold til tilsiget. Takket være en lagringskapasitet på 81888 GWh (NVE) er det mulig å lagre vann i magasinene og produsere kraft når vi trenger den mest. Men produksjon av andel tilsig varierer med sesongene. For eksempel i uke 2 i 2008 produserte Norge 3033 GWh mens tilsiget var på 875 GWh⁴(NVE). Mens i uke 23 samme år produserte vi 2337 GWh mens tilsiget var på 9167 GWh⁵.

Vannkraftproduksjonen varierer fra år til år. For eksempel i 2003 hadde Norge ett tørrår og produserte kun 104 TWh, mens i 2005 hadde Norge ett våtår og produserte 134 TWh (www.statnett.no).

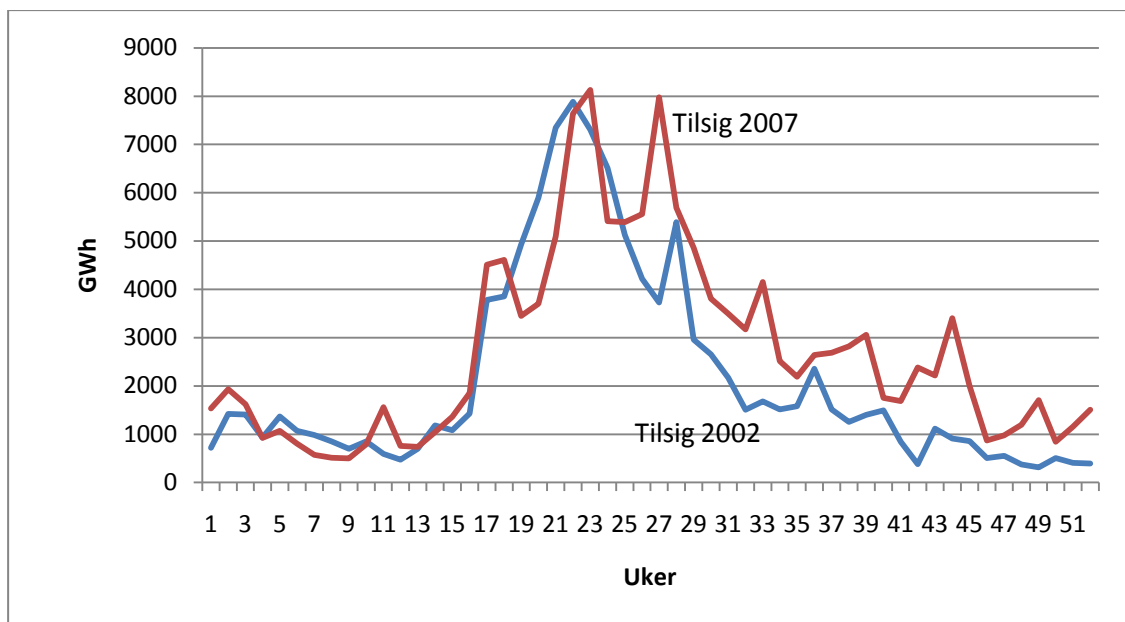
Nedbør er kun en meteorologisk betegnelse på vann som treffer jordoverflaten. Tilsig derimot, betegner den vannmengden som renner til vannmagasinene fra et vassdrags

⁴ Så mye som 3.5 ganger mer enn tilsiget.

⁵ En fjerdedel av tilsiget.

nedbørsfelt. Sammen med det forventede tilsiget vi vil få i løpet av et år og den installerte effekten vi har i vannmagasinene bruker vi betegnelsen midlere årsproduksjon for å informere om hvor mye vannkraft vi kan forvente å få i løpet av året. Tilsiget er stort når snøen smelter om våren, og avtar om sommeren før nedbørssesongen om høsten før vinteren setter inn. Dette beskriver et år med normalt tilsig i Norge. Den totale lagringskapasiteten av tilsiget i Norge er på 71 % ekskludert påkrevd minimumslagring.

Under ser vi en figur av tilsiget fra 2007 og 2002. 2007 var et våtår med tilsig på hele 141 TWh, mens 2002 var et tørrår med tilsig på kun 110 TWh. Selv om grafene skulle se ganske like ut, er forskjellen på 31 TWh⁶.



Figur 3.3: Forskjell i tilsig 2007 og 2002.

Kilde: NVE

⁶ 31 TWh utgjør her 25% av gjennomsnittlig tilsig i perioden 1997-2007.

4 Etterspørsel og konsum

Norge er et land med 4 årstider og har en stor temperaturvariasjon gjennom hele året.

Sommeren 2009 var den 21. beste sommer siden 1900 (www.met.no). Med adjektivet ”beste” assosiert med sommer mente Meteorologisk Institutt en varm sommer med masse sol. Siden 1900 har det vært kun 21 sommere som har vært varmere enn sommeren 2009.

Middeltemperaturen for sommeren 2009 lå 0.9°C over normalen. Den høyeste målte temperaturen finner vi på Gulsvik i Buskerud, med 34.2°C 3.juli. Det er ikke uvanlig at sommeren i Sør-Norge er varmere enn i Nord-Norge. Sommeren 2009 var også bra i Nord-Norge, med den høyeste målte temperaturen i Saltdal i Nordland, med 29.8°C 8.august.

Vinteren i Norge er kald. Ikke overraskende kaldere i Nord-Norge og Midt-Norge enn Sør-Norge. Laveste målte temperatur var -42.3°C i Tynset i januar 2010, mens Oslo unnsnapp med laveste målte temperatur mandag 22. februar 2010 med -18°C (www.yr.no).

Temperatursvingningene i Norge har uten tvil vært med på å bidra til variasjonene i elektrisitetsetterspørselen. Ifølge Norges vassdrags- og energidirektoratet(NVE) består 1/3 av sluttforbrukermarkedet av husholdningene, 1/3 av industri og 1/3 av mellomstore forbrukere som for eksempel kontorbygg og hoteller (www.nve.no).

4.1 Industri

1/3 av sluttforbruket går til industri som er sekundærnæringen i Norge. I 2007 lå sekundærnæringen i Norge på 12 % av det totale andelen av sysselsatte (<http://www.ssb.no/emner/10/07/industri/>).

I Norge har vi kraftintensiv industri som for eksempel Hydro, Elkem og Celsa Armeringstål. Disse nevnte bedriftene bruker elektrisk energi som innsatsfaktor for å produsere aluminium, spesialmetaller og andre stålprodukter. Med elektrisk energi blant de viktigste innsatsfaktorene, spiller det en stor rolle at strømforsyningen er tilgjengelig og til bedriftsmessige akseptable priser. En annen viktig egenskap ved kraftintensive industrier er at de har høye start- og stoppkostnader for produksjonsanlegget. Dette har ført til at bedriftene

har valgt å produsere med negativ gevinst selv om de møter høye kraftpriser i enkelte timer, så lenge den negative gevinsten ikke overstiger start- og stoppkostnadene.

Mandag 22. februar 2010 har vi et eksempel på at enkelte kraftintensive bedrifter i Norge valgte å redusere eller stenge produksjonen

(<http://www.aftenposten.no/okonomi/innland/article3532170.ece>). Systemprisen nådde en rekordpris på EURO 134.8 MWh. Dette tilsvarer NOK 1.09 KWh. Sist vi hadde en prisrekord var 6. januar 2003, hvor systemprisen lå på EURO 114.64 MWh. Skulle vi korrigere systemprisene for inflasjon ville systemprisen for 22. februar 2010 fortsatt ligge høyest (<http://e24.no/naeringsliv/article3530607.ece>). Et fellestrekk for vinteren 2003 og vinteren 2010 var lite vann i de norske magasinene og lite snø på fjellet.

4.2 Mellomstore forbrukere

Mellomstore forbrukere utgjør 1/3 av sluttforbrukere og er omtalt som tertiærnæringen i Norge. Tertiærnæringen har økt fra i underkanten av 40 % i 1950 til ca. 75 % i 2002, målt i antall sysselsatte (<http://www.ssb.no/vis/emner/00/norge/okonomi/main.html>). Vi vil tro at andelen av sysselsatte i tertiærnæringen i Norge i dag er omtrent det samme som i 2002. Det er den tjenesteytende næringen som for eksempel skoler, hoteller, kontorbygg, barnehager, sykehus som inngår i dette segmentet. Denne næringen benytter ikke elektrisk kraft direkte i sin produksjon, men er helt avhengig av å forbruke strøm for å få utført sine tjenester. En kan jo forestille seg en forretning uten belysning, skoler og barnehager uten oppvarming, sykehus uten nyttbare elektriske instrumenter. Dette hadde bydd på problemer for hverdagslige gjøremål for et samfunn som Norge.

4.3 Husholdninger

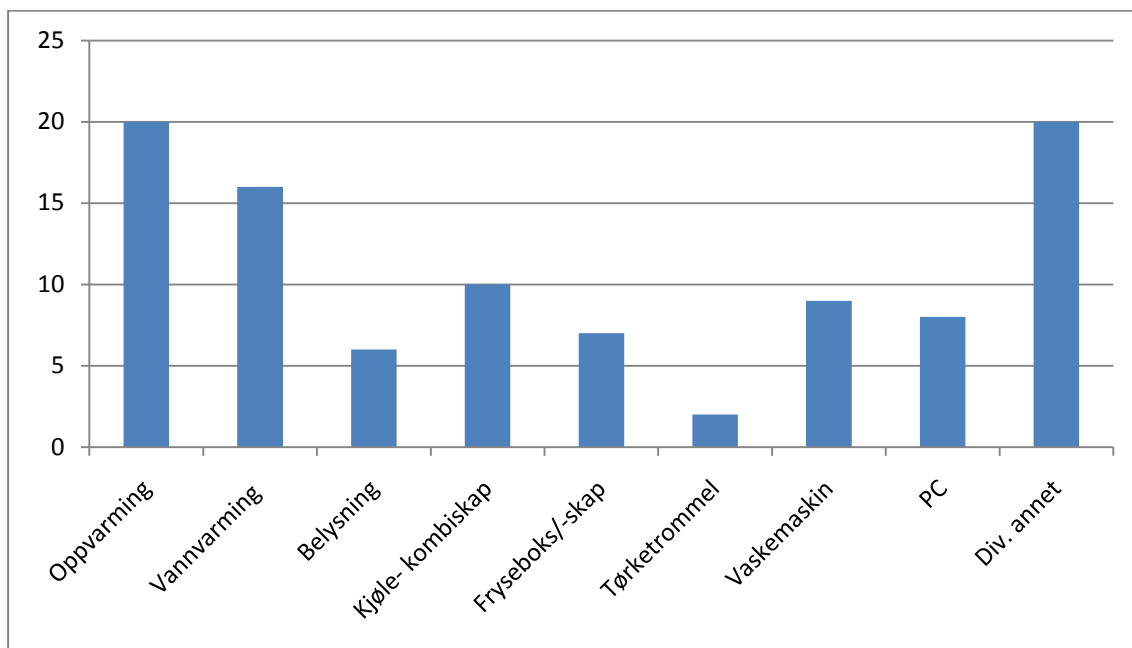
Husholdningene kan benytte elektrisitet til mange formål, som oppvarming av bolig, vaskemaskiner, oppvarming av vann, belysning, tv og andre elektriske apparater. En av hovedgrunnene for å benytte seg av elektrisitet er at det ikke finnes alternative energikilder

for disse apparatene. Husholdningene utgjør siste 1/3 av sluttforbrukere. Husholdningenes velstand øker i takt med økt elektrisitetskonsum, og det er en klar sammenheng mellom økonomisk vekst og energibruk. Nå benytter norske hjem seg mer av elektriske apparater og maskiner enn tidligere. Vaskemaskinen har erstattet vaskebrettet og muskelkraft. Den elektriske vispen har erstattet håndvispen. Kjøleskapet og fryseren har erstattet stabburet. Det kommer også stadig flere elektriske apparater til underholdning som forskjellige spillkonsoller.

Den vanligste oppvarmingskilden i norske hjem er elektrisitet (<http://www.ssb.no/husenergi/>). På andre plass finner vi vedovn, men gjerne kombinert med elektriske varmeovner. 98 % av husholdningene har elektrisk varmeovn mens 43 % av husholdningene har det kombinert med vedovn.

Husholdningenes etterspørsel etter elektrisitet varierer med blant annet inntekt, antall husholdningsmedlemmer, boligareal, boligtype⁷.

Nedenfor ser vi en fordeling av elektrisitetsforbruket i husholdningen 2006.



Figur 4.1: Elektrisitetsforbruk til ulike formål 2006, i prosent.

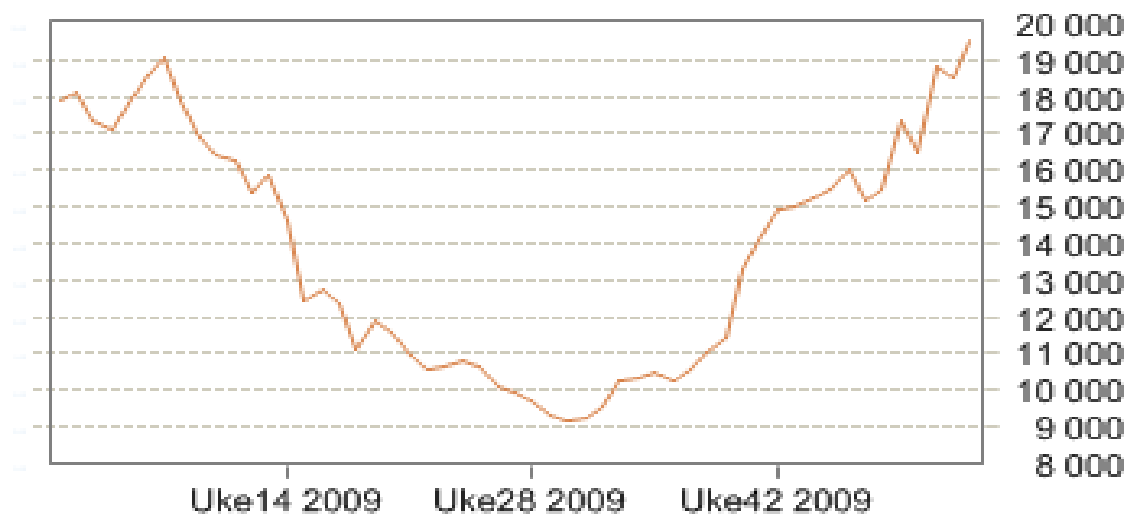
Kilde: SSB, Rapport 2009/34

⁷ For nærmere diskusjon, se; <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/2004/nou-2004-8/5/2.html?id=385882>

Fra tabellen over virker det overraskende at husholdningene ikke har en større forbruksandel av strøm til oppvarming. Ifølge SSB's undersøkelse går 20 % av husholdningenes totale etterspørsel etter elektrisk energi til oppvarming. Her må vi merke oss at estimeringen av de ulike elektrisitetsforbrukene går ikke spesifikt til de ulike apparatene, men til ulike formål. Det vil si at hvis husholdningene setter på ekstra varme for å se på tv, så vil det økonometriske estimatet for tv inneholde denne oppvarmingen. Dette er nærmere diskutert i SSB's rapport 2009/34.

Norge er et kaldt land, så en viktig etterspørsel etter elektrisk energi går til oppvarming. 98 % av husholdningene har elektriske varmeovner(SSB). I gjennomsnitt 4.5 elektriske varmeovner pr. husstand. Etterspørselen etter elektrisk energi til oppvarming er naturligvis høyest i vintersesongen og lavest i sommersesongen.

Under ser vi en graf over konsum i Norge 2009 i MWh. Vi ser tydelig at etterspørselen er lavere om sommeren enn vinteren.

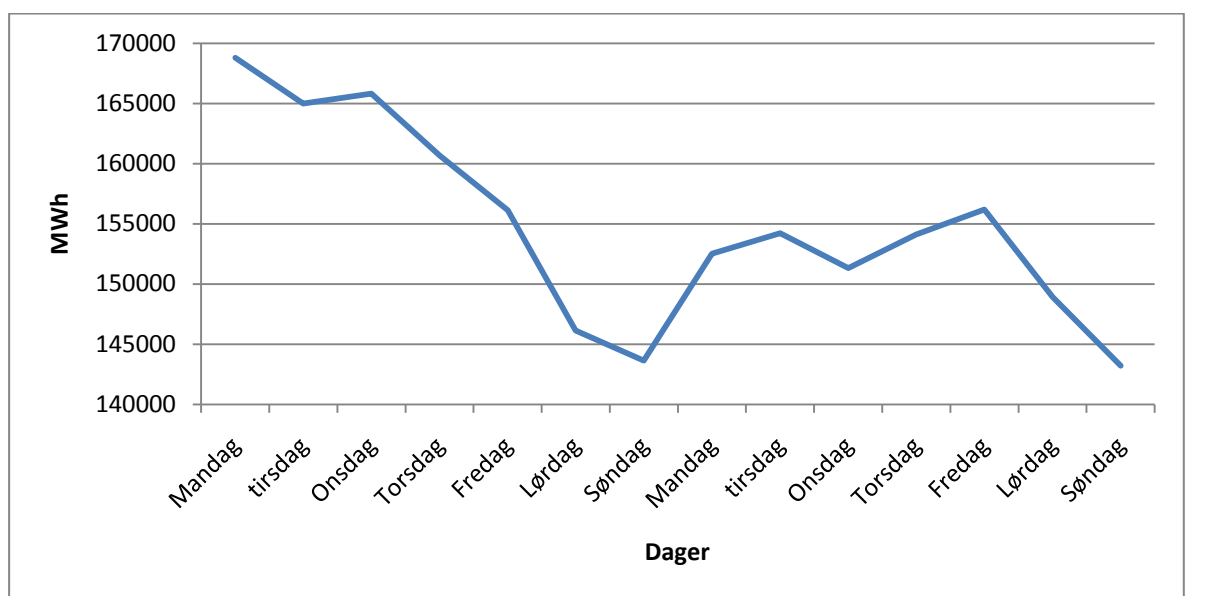


Figur 4.2: Elektrisitetskonsum over sesongene i 2009 i MWh.

Kilde: Statnett

4.4 Konsum over ulike tidsperioder

Av empirien ser vi at etterspørselen etter elektrisitet varierer fast etter ulike tidsperioder. Vi finner en fast døgnvariasjon, ukevariasjon og sesongvariasjon av elektrisitetskonsumet. Sesongvariasjonen ser vi et eksempel på i figuren 4.2 over fra Statnett⁸. Under ser vi en variasjon for to uker, uke 8 og uke 9 i 2010. Figuren gjelder NO2 som er prisområdet for Midt-Norge. Det vi ser er at konsumet holder seg relativt høyere på hverdagene enn i helgen. Grunnen til det kan være at folk har fri fra jobb og ”mellomstore sluttforbrukere” konsumerer mindre. Fridagene kan indikere at folk har en mer avslappende forhold til elektriske apparater de er mer avhengige av på hverdagene.



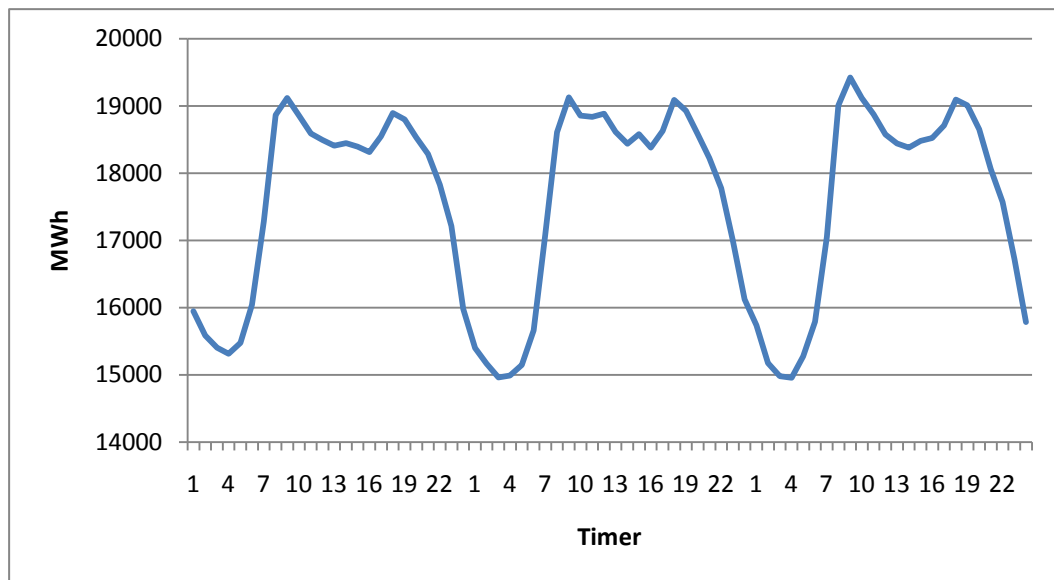
Figur 4.3: Døgnvariasjon i uke 8 og 9 i 2010 i NO2, i MWh.

Kilde: Nord Pool Spot

Vi finner også en relativt fast variasjon av elektrisitetskonsumet over døgnet. Folk konsumerer mindre over natta, dette fordi de fleste har lagt seg og gjør seg klare til neste arbeidsdag. På morgenkvisten før jobb skal folk gå i dusjen, sette på kaffetrakteren, sette på varmen og føne håret etc. De skal med andre ord benytte seg av elektriske apparater.

⁸ For figur av sesongvariasjon over flere år, se hjemmesiden til statnett (<http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/Produksjon-og-forbruk/>).

Forbruksnivået holdes relativt høyt og jevnt utover ettermiddagen og utover kvelden før den avtar igjen på nattestid. Under ser vi døgnvariasjonen fra tirsdag 5. februar til torsdag 7. februar i 2008, for hele Norge.



Figur 4.4: Variasjon i timeskonsum av elektrisk kraft fra 5. februar til 7. februar i 2008, Norge.

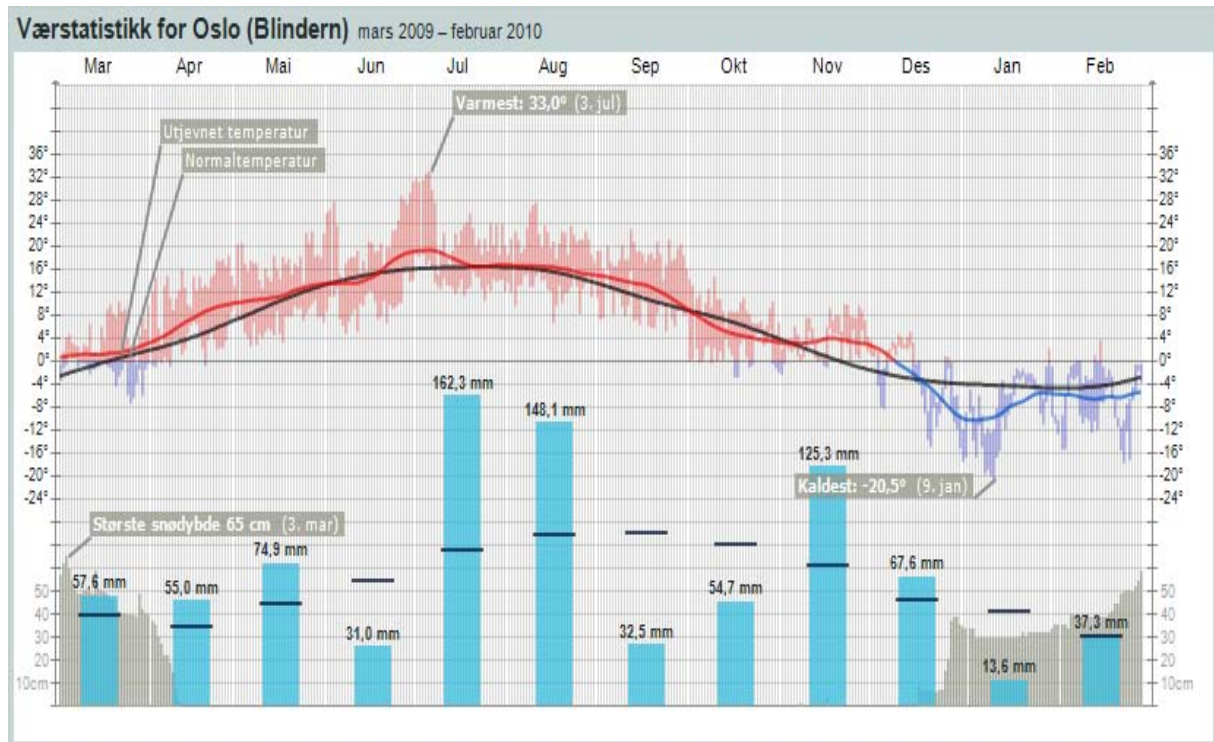
Kilde: Nord Pool Spot

4.5 Temperatur

Temperaturen har en relativt større påvirkning på elektrisitetsforbruket siden norske husholdninger stort sett benytter seg av elektriske varmeovner til oppvarming. Dette er lettere å påstå om vi ser på variasjonen over sesongene. De andre elektriske apparatene som tv, pc, kjøleskap, fryser, støvsuger og lignende apparater benytter vi oss av året rundt⁹.

Temperaturen varierer veldig over sesongene i Norge. Under ser vi en graf over temperaturen i Oslo fra mars 2009 til februar 2010. Den varmeste temperaturen med 33.0°C fant sted 3.juli 2009, mens den kaldeste 9. januar 2010 med -20.5°C. En temperatur- differanse på hele 53.5°C. Av grafen ser vi også at de høye temperaturene holder seg høyt i sommerperioden, avtar utover høsten og når bunnen i vinterperioden før de stiger igjen på våren.

⁹ Den eneste tiden vi ikke benytter oss av disse apparatene er under feriene når vi er bortreist til utlandet. I denne oppgaven ser jeg bort ifra at det kan ha en stor påvirkning i samlet konsum.



Figur 4.5: Temperaturer for Oslo mars 2009 til februar 2010.

Kilde: <http://www.yr.no/sted/Norge/Oslo/Oslo/Oslo/statistikk.html>

5 Import og eksport

Krafthandelen mellom Norge og Norden er viktig av flere årsaker. Generelt gir krafthandelen økt effektiv utnyttelse av kraftressursene.

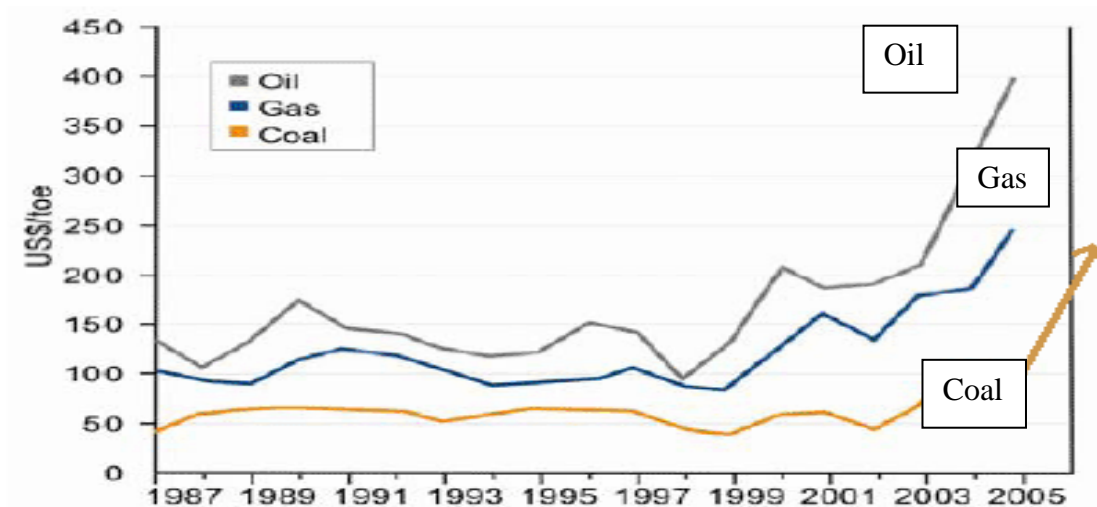
For Norges del, i perioder med mye tilsig og lite lagringskapasitet med fare for at vannet renner over, ønsker norske vannkraftverk å produsere mer elektrisk kraft enn det norske sluttforbrukere etterspør. For å bli kvitt og å tjene på vannet i magasinene uten å la det oversvømme, er norske vannkraftprodusenter villige til å selge kraften sin billig. Prisen på norsk vannkraft blir lavere enn kraftprisen i nabolandene, og kraftoverskuddet blir da eksportert til sluttforbrukere i nabolandene. Gevinsten av kraftutvekslingen under tilsigsperioden er at norske kraftselskaper får en økonomisk gevinst for kraftproduksjonen sin, og sluttforbrukere i nabolandene får billigere elektrisk kraft. Alternativet (under autarki) hadde vært at vannet hadde blitt oversvømt og sløst med mindre en kunne holde etterspørselen kunstig høyt tilsvarende produksjonen.

I perioder med ingen tilsig og lite vann i magasinene, taper norske vannkraftprodusenter sine magasiner for å forsyne sluttforbrukerne. Under denne perioden krever de en høyere pris for kraftproduksjonen sin. Hensikten og den økonomiske tankegangen er at en høyere pris vil kunne føre til redusert etterspørsel og forbruk av norsk vannkraft slik at vannet i magasinene kan vare lenger og forhåpentligvis til neste tilsigsesong. Prisen på norsk vannkraft blir høyere enn kraftprisen hos våre naboland, og resultatet ender med at norske sluttforbrukere importerer elektrisk kraft fra utlandet. Gevinsten av kraftutvekslingen under denne perioden er at norske sluttforbrukere får den elektriske kraften de etterspør, og norske kraftprodusenter får spart store deler av vannet sitt for å spre dem utover sesongen med ingen tilsig. Under autarki hadde alternativet vært strømrasjonering hvis det var nødvendig.

Med forklaringen over kan vi påstå at norske vannkraftpriser svinger i takt med norske fyllingsgrader, og dermed også over sesonger. Kontrasten finner vi i termiske kraftverk der kostnadene, og dermed kraftprisene, er avhengige av prisen på fossilt brensel. Et eksempel er kullkraft, som er det kraftverket med den billigste innsatsfaktoren av fossilt brensel.

Figure 1-2 Energy price trends (1987-2005)

Source: BP 2005



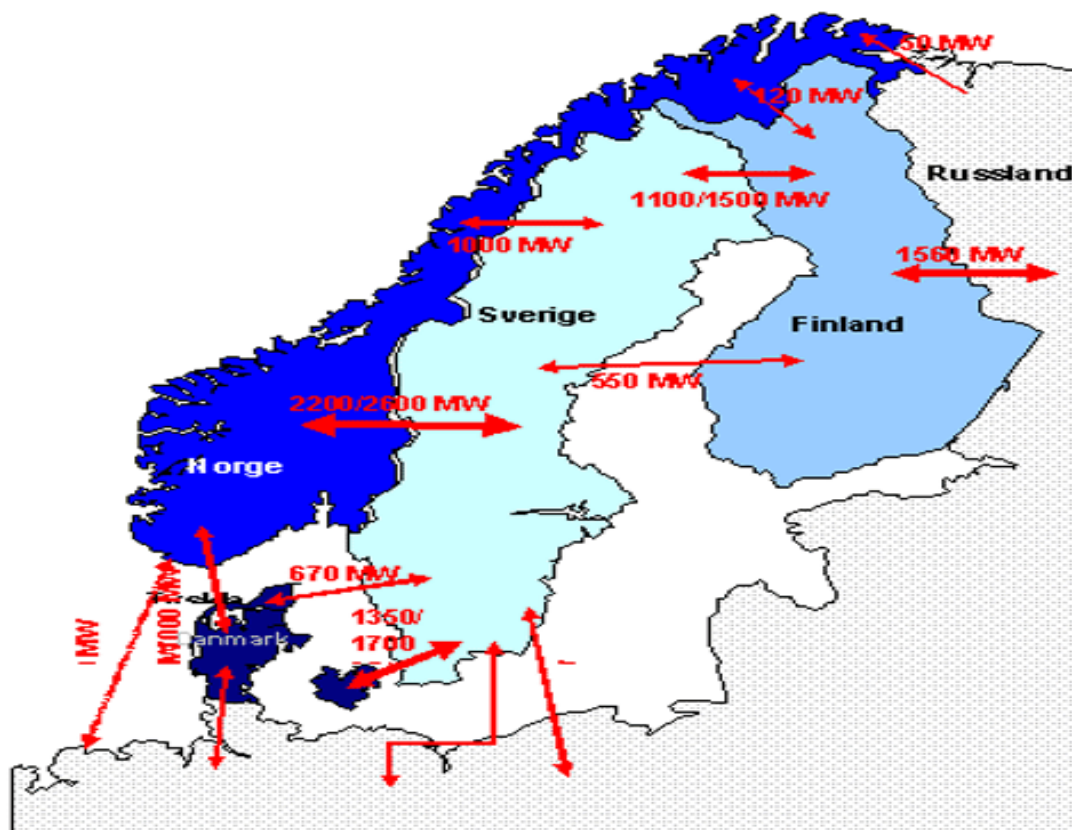
Figur 5.1: Olje, gass og kull trendpriser.

Kilde: <http://www.oftwominds.com/photos08/coal-cost2.gif>

Av figuren over ser vi at prisen på kull (og for så vidt gass og olje) har ligget relativt stabilt i forhold til tilsiget til norske vannmagasiner. Så når det er en knapphet av vann i norske vannmagasiner, importerer Norge kraft fra utlandet, og når det trues med oversvømmelse eksporterer Norge kraft til utlandet.

Kraftutvekslingen øker forsyningssikkerheten. I dag har Norge overføringsforbindelse med Sverige, Danmark, Nederland, Finland og Russland. Overføringskapasitet med Finland og Russland er liten, og forbindelsen med Russland er kun til import. Størst overføringskapasitet har vi mot Sverige. Den er på 3200MW. Det er med Sverige Norge har de største mulighetene for å importere og eksportere elektrisk kraft. Overføringskapasitet med Danmark og Nederland er på 1000MW og 700MW. Teoretisk sett kan Norge utveksle ca. 5000MW elektrisk kraft til enhver tid. Dermed kan Norge i perioder med lite tilsig eller tørrår importere kraft for å forsyne sluttforbrukere, og i perioder med mye tilsig eller våtar eksportere billigere kraft til utlandet. Samarbeidet med våre naboland har en gjensidig samfunnsøkonomisk gevinst.

Under ser vi en figur som viser hvilke land Norge utveksler elektrisk kraft med.

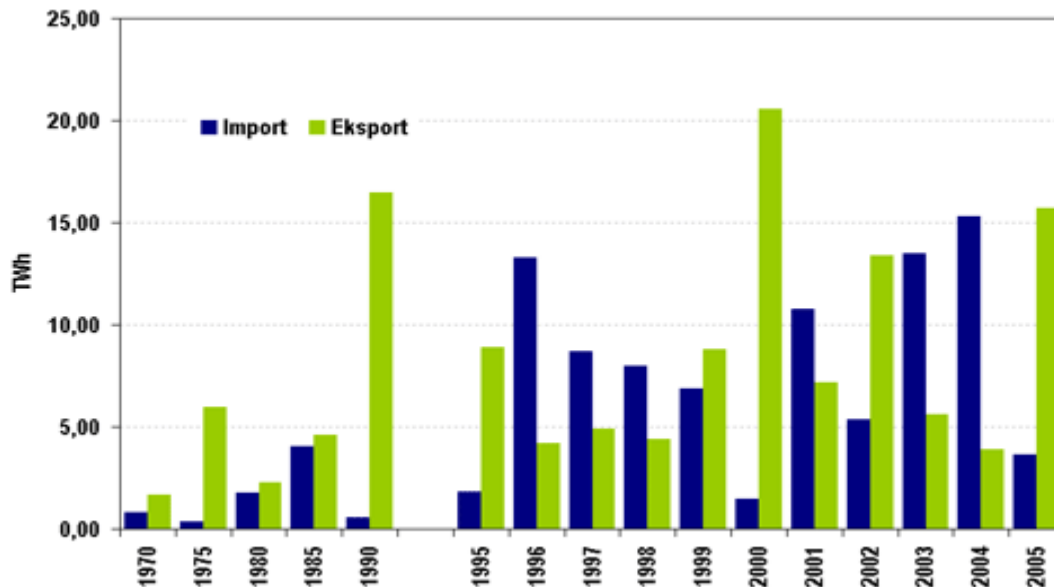


Figur 5.2: Norges kraftforbindelser med utlandet.

Kilde: Olje- og energidepartementet

Norge har generelt vært en netto krafteksportør. Men siden slutten av 1990-tallet har Norge vært en netto kraftimportør. Dette skyldes økt forbruk og lite kraftutbygging de siste årene.

Figuren under viser Norges import og eksport av kraft fra år 1970 til år 2005.



Figur 5.3: Norges import og eksport av elektrisk kraft siden 1970.

Kilde: Olje- og energidepartementet

5.1 Prinsippet ved import og eksport

Prinsippet er at kraften skal flyte fra et lavprisområde til et høyprisområde. Dette er lønnsomt fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. De med høyest marginalbetalingsvillighet får kjøpt kraft, og tilbydere som krever lavest inntjening får solgt.

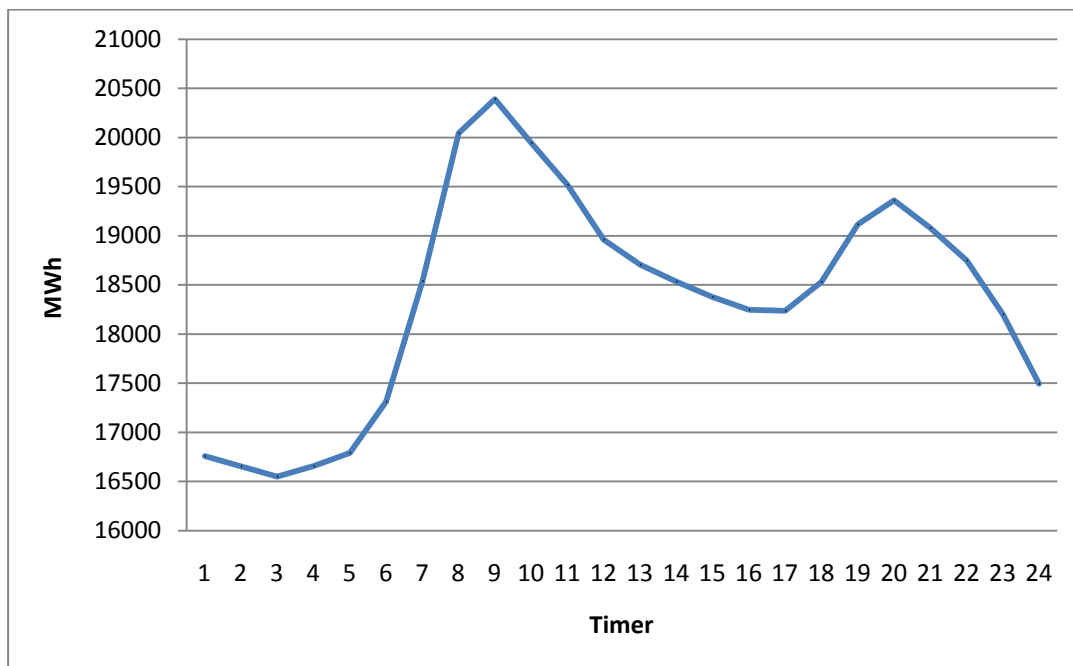
Systemprisen er likevektsprisen mellom tilbud og etterspørsel hele det nordiske kraftmarkedet hadde fått om det ikke eksisterte noen kapasitetsbegrensninger i overføringsforbindelsene. Før det åpnes for kraftutveksling mellom de ulike prisområdene, har hvert område fått kalkulert en egen områdepris ut i fra områdets tilbud og etterspørsel. Med disse områdeprisene finner en hvor kraften skal flyte, nemlig fra et lavprisområde til et høyprisområde.

Overføringskapasiteten blir nå fullt utnyttet til import eller eksport, og områdene begynner å utveksle kraft med hverandre. Kraftmarkedet nærmer seg likevekten ved at de ulike områdeprisene tenderer mot systemprisen. På grunn av de teknologiske overføringsbegrensningene det nordiske kraftmarkedet har, kan konsekvensen da bli at de forskjellige elspotområdene får ulike kraftpriser. Konsekvensen av ulike områdepriser er at

kraftbalansen opprettholdes i området sitt ved full kapasitetsutnyttning av overføringsforbindelser. Se figur 2.4, og konsekvensen kunne ha vært ulik P^* .

5.2 Import og eksport over døgnet

Hver dag kl. 12:00 kalkulerer Nord Pool Spot områdeprisene for hver enkelt time neste døgn. Timesprisene blir utfallet av markedskryssene en får av etterspørselen og tilbudet i et område etter kraftutveksling. Prinsippet er at kraften skal flyte fra et lavprisområde til et høyprisområde. Over døgnet har hvert enkelt område 24 spotpriser som varierer mellom dag og natt, og fra time til time. Det er normalt at prisene for timene på dagen ligger noe høyere enn timene på natten. Disse timene er høylasttimene. Årsaken ligger i etterspørselen som er høyere på dagen enn om natten. Under ser vi en graf som viser hvordan etterspørselen over et døgn varierer fra time til time. Dagen vi ser på er en alminnelig hverdag i mars i Norge. Datoen for dette konsumet er 3. mars 2010.



Figur 5.4: Forbruket av elektrisitet i 24 timer i et døgn.

Kilde: Nord Pool Spot

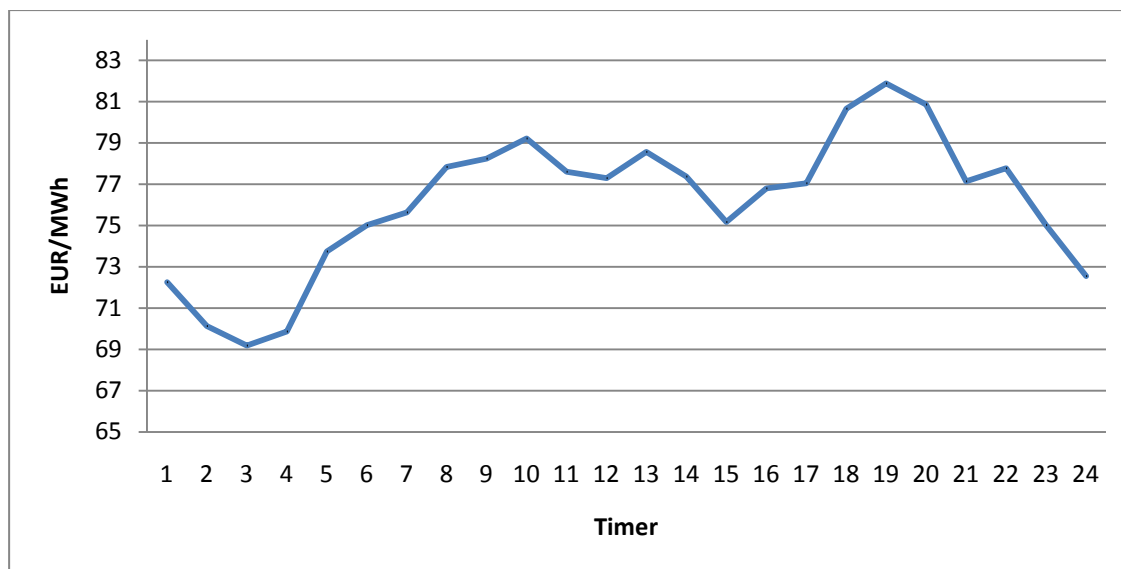
Her ser vi at konsumet øker ved 07- 08-tiden. Folk flest står opp. De skruer på lyset og varmen. De skal gå i dusjen. Frokosten tilbredes ved hjelp av elektriske apparater og kaffetrakteren settes på. Forbruket av elektrisk strøm holder seg høyt i løpet av hverdagen før den avtar ut på kvelden og synker noe før folk legger seg igjen.

Høylasttimene dette døgnet er da mellom kl. 08:00 til 20:00. Konsumet er klart størst i denne tidsperioden.

Elektrisitet er et homogent forbruksgode. Det er den samme strømmen en benytter uavhengig hvilket elektrisk apparat en tar i bruk. En skulle tro at prisen for strøm skulle være lik i alle timene i et døgn, men slik er det ikke. Ulik kraftpris over døgnet skal bidra med å opprettholde en balanse. Effekten av høyere kraftpriser i høylasttimene skal gi forbrukerne incentiver til å substituere seg vekk fra å forbruke elektrisitet i høylast timene og over til lavlasttimene. Belønningen er at de betaler mindre for forbruket av kraft.

Folk har et større behov for å konsumere mer elektrisitet i løpet av høylasttimene i hverdagen. Bedriftene etterspør elektrisitet for å kunne produsere. Mellomstore forbrukere har et behov for å konsumere elektrisitet for å utføre sine primære arbeidsoppgaver. De fleste konsumentene gjør dagligdagse oppgaver stort sett på dette tidspunktet av døgnet.

Timesprisene i døgnet gjenspeiler konsumet. En høyere kraftpris må til for å opprettholde denne balansen. Under ser vi en graf over timesprisene i et døgn, datoen er 3.mars 2010.



Figur 5.5: Timepriser av elektrisitet i 24 timer i et døgn.

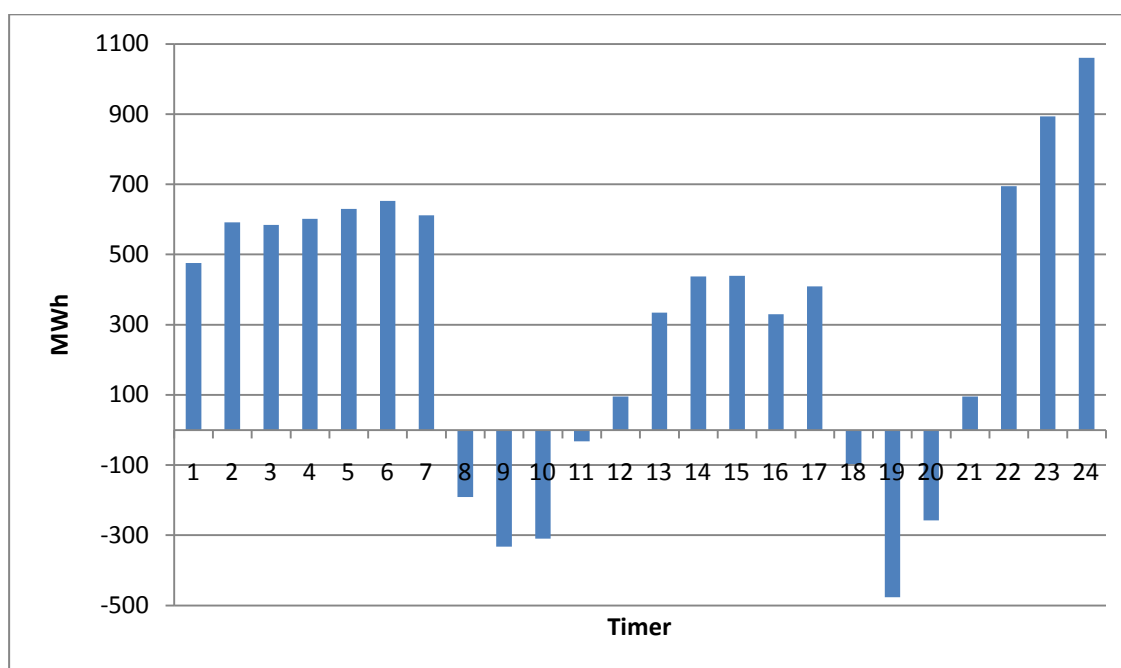
Kilde: Nord Pool Spot

Vi ser en klar sammenheng mellom døgkonsumet og de respektive døgntilprisene. Der konsumet av elektrisitet er størst på døgnet, er prisen på elektrisitet også høyest.

De første kalkulerende områdeprisene før kraftutvekslingen bestemmer hvilket område som skal importere og eksportere. Mer konkret sagt er det de ulike timeprisene i de ulike prisområdene som bestemmer flyten av kraft over områdene. Nedenfor vises et eksempel på

kraftutvekslingen og prisene mellom NO1 (Sør-Norge) og Sverige torsdag 4.mars 2010.

Under ser vi et histogram som viser om det er sluttforbrukerne i Sverige som importer vannkraft fra norske produsenter fra NO1-området, eller om det er sluttforbrukerne i NO1 som importerer kraft fra svenske kraftprodusenter. Kraften fra Sverige er hovedsakelig produsert av kjernekraft, vannkraft og varmekraft (www.norwatt.no).



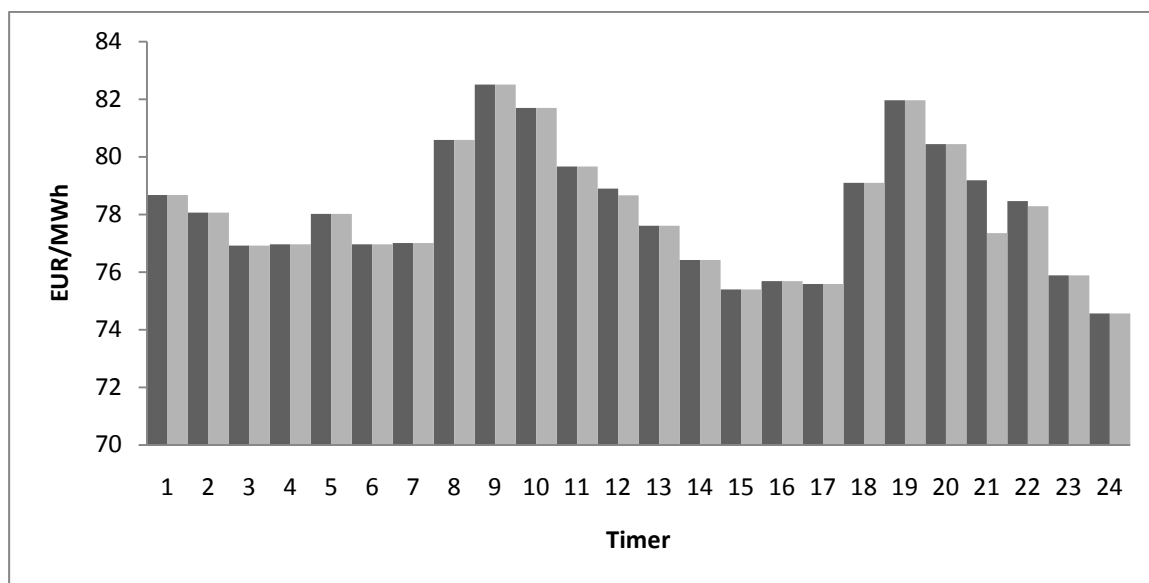
Figur 5.6: Kraftutveksling mellom NO1 og Sverige 4. mars 2010.

Kilde: Nord Pool Spot

Histogrammet viser kraftutvekslingen mellom NO1 (Sør-Norge) og Sverige i et døgn. De positive stolpene er import fra Sverige til NO1, og de negative stolpene er eksport fra NO1 til Sverige. Vi ser at sluttforbrukerne i NO1 importerer kraft fra svenske produsenter i 17 timer av dette døgnet. Dette indikerer at hvis det ikke var mulig å utveksle kraft mellom de ulike områdene, så ville det ha vært en knapphet på elektrisk energi i NO1-området i importtimene. Importtimene er lavlast perioden og midt-perioden av høylasttimene. Konsekvensen hadde

vært en høyere pris i disse timene for å opprettholde kraftbalansen i NO1. Motsatt i Sverige for alle de timene sluttforbrukerne i Sverige må importere norsk vannkraft.

Importen og eksporten påvirker prisen. Dette er forklart over. Under ser vi hvordan prisene for Sverige og NO1 har endret seg etter kraftutvekslingen.



Figur 5.7: Timepriser i NO1 og Sverige etter kraftutveksling.

Kilde: Nord Pool Spot

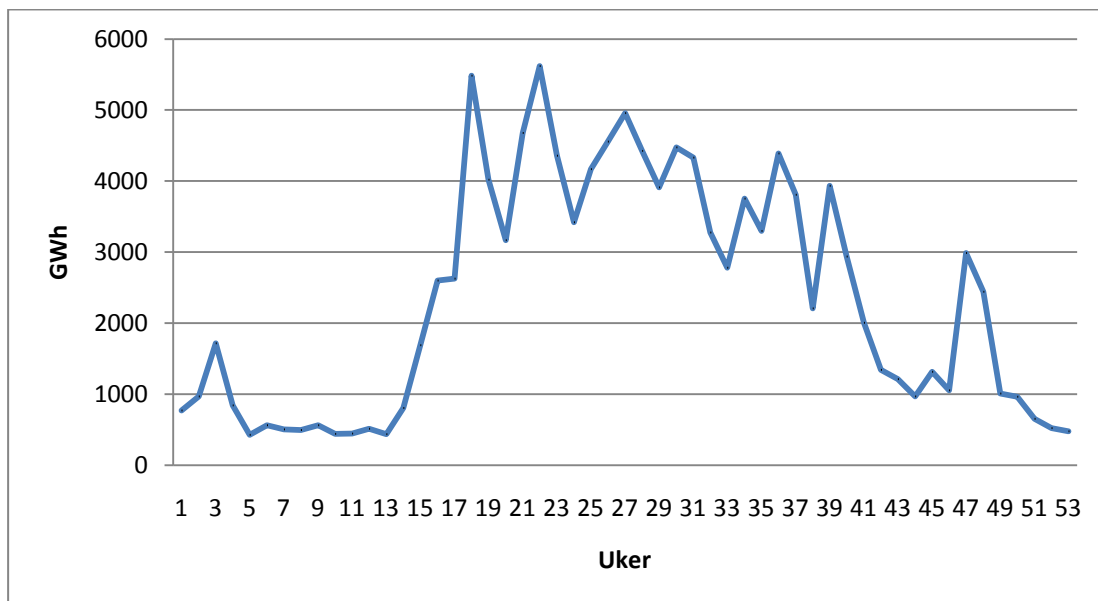
De mørke stolpene viser prisene for NO1, og de lyse stolpene viser prisene for Sverige, disse prisene er kalkulert etter kraftutvekslingen og er de gjeldende områdeprisene. Vi ser at prisene i Sverige og NO1 er tilnærmet korrelerte etter kraftutvekslingen. I timene 21 og 22 (time 21 er kl. 20:00-21:00 og time 22 er kl. 21:00-22:00) ser vi at prisen i NO1 ligger noe høyere enn i Sverige. Skylden ligger i teknologiske begrensninger eller andre fysiske begrensninger som ikke gjorde det mulig å utjevne prisene enda mer.

5.3 Import og eksport over året

Norge utveksler kraft med våre naboland og Nederland som regel jevnt over døgnet hele året. Denne kraftutvekslingen er prisavhengig i de ulike prisområdene. Dette er forklart og

illustrert over. Norges kraftutveksling er også sesongavhengig. Om sommeren når tilsiget er stort, har Norge mulighet (eller behov for å ikke spille vannet) til å produsere mer enn det vi klarer å konsumere. Dette overskuddet av produsert kraft eksporterer vi til våre naboland. Motsatt, om vinteren der hvor tilsiget er lite, importerer Norge for å klare seg gjennom vinterkulden.

Under ser vi en figur som viser hvordan tilsiget (i GWh) var i Norge i 2009.

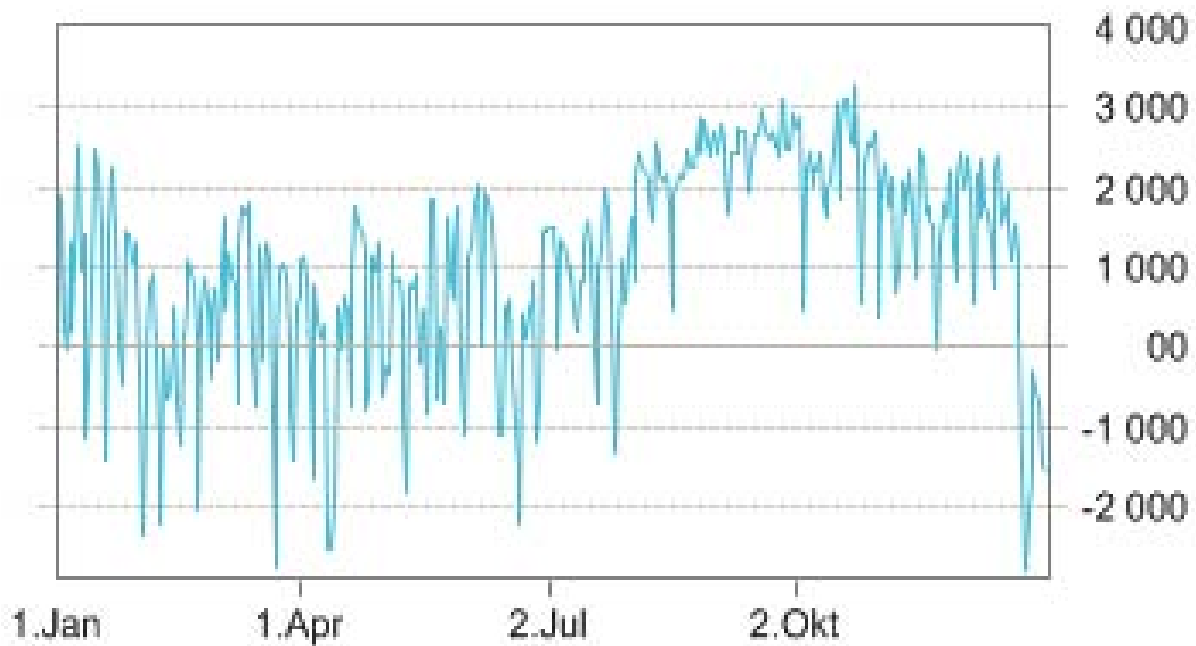


Figur 5.8: Tilsig i Norge i 2009.

Kilde: NVE

Figuren viser at Norge får mye vann i magasinene ved slutten av våren, om sommeren og utover høsten, og dermed kan produsere ekstra for eksport. Norge har mindre tilsig i løpet av vinteren og kan dermed ha et behov for å importere. Under ser vi en figur som viser kraftutvekslingen (MWh) Norge hadde i 2009.

Grafen over 00-linjen er eksport, mens under 00-linjen er import.



Figur 5.9: Kraftutvekslingen av Norge 2009 i MWh.

Kilde: Statnett

Figuren fra Statnett, viser ikke overraskende at vi importerer kraft om vinteren og frem til begynnelsen av våren når vi har lite tilsig, og eksporterer om sommeren etter snøsmeltingen og ut over høsten i nedbørsesongen.

6 Teoridel

I denne delen av masteroppgaven vil jeg teoretisk forklare sammenhengen mellom kraftprisen og fyllingsgradene i vannmagasinene. Litteraturen til den teoretiske fremstillingen er hentet fra boken *Hydropower Economics*, utgitt i 2007 av bokforlaget Springer, skrevet av professor ved Universitetet i Oslo Finn R. Førsund. Boken er blitt brukt i undervisningen i masterkurset *Electricity Economics* ved Universitetet i Oslo, og er for øvrig den eneste boken som tar for seg vannkraftøkonomi.

6.1 Den teoretiske forklaringen

For å studere en samfunnsøkonomisk lønnsom vannkraftallokering, må en spesifisere den sosiale objektive velferdsfunksjonen. I ingeniørlitteraturen er den sosiale objektive velferdsfunksjonen gjerne uttrykt slik at en planlegger skal minimere kostnadene ved å frembringe en gitt mengde vannkraft. I den samfunnsøkonomiske litteraturen, skal den sosiale objektive velferdsfunksjonen gjerne uttrykkes slik at en velmenende samfunnsplanlegger skal maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet, som er summen av konsumentenes og produsentenes overskudd med det kvantumet som er konsumert (som er lik det kvantumet som er produsert) som den endogene variabelen. Vi kan først anta at en vannkraftprodusent har en marginkostnad lik null, dermed er hele det samfunnsøkonomiske overskuddet lik arealet under etterspørselskurven.

Den sosiale objektive velferdsfunksjonen kan defineres slik:

$$\sum_{t=1}^T \int_{z=0}^{e_t} P_t(z) dz \quad (6.1)$$

Her er P_t prisen i periode t , og e_t er kraftproduksjonen i periode t . Etterspørselen er antatt å synke ved økte priser som i standard økonomisk teori.

Vi antar at det er ingen eksterne kostnader ved å produsere eller konsumere vannkraft. Videre antar vi at kostnader ved å starte eller stenge ned produksjonen kan unngås av en velmenende samfunnsplanlegger. Disse kostnadene kan dermed neglisjeres i funksjonen siden den optimale løsningen er å produsere vannkraft uavhengig av start- og stoppkostnader.

Vannkraftproduksjonen er kontinuerlig i drift. Neddiskontering er ikke introdusert i modellen siden tidshorisonten vanligvis er kort og effekten av det kan dermed neglisjeres.

Vi antar at det ikke blir sløst noe vann i produksjonen av vannkraft, og dynamikken i magasinfyllingen kan presenteres slik (se Førsund, F. (2007) for en mer detaljert beskrivelse):

$$R_t \leq R_{t-1} + w_t - e_t \quad (6.2)$$

Her er R_t magasinfyllingen i periode t , R_{t-1} magasinfylling i periode $t-1$, og w_t tilsig i periode t .

Ligning (6.2) forteller at magasinfyllingen i periode t er mindre eller lik magasinfyllingen i periode $t-1$ pluss tilsig i periode t minus produksjonen av vannkraft i periode t .

Problemet til samfunnsplanleggeren kan uttrykkes slik:

$$\text{Maks. } \sum_{t=1}^T \int_{z=0}^{e_t} P_t(z) dz$$

slik at

$$R_t \leq R_{t-1} + w_t - e_t$$

$$R_t \leq R^{Maks} \quad (6.3)$$

$$R_t, e_t \geq 0, t = 1, \dots, T$$

$$T, w_t, R_0, R^{Maks} \text{ er gitt, } R_T \text{ fri}$$

For å forenkle; reservoargrensene er uavhengig av periodene og den laveste reservoargrensen er lik null. R^{Maks} er reservoarets maksimale lagringskapasitet. Fyllingsgraden er den mengden vann vi har i reservoaret delt på reservoarets maksimale lagringskapasitet, og kan defineres slik: $F_t = \frac{R_t}{R^{Maks}}$.

Det problemet den velmenende samfunnsplanleggeren står ovenfor, er en diskret tid dynamisk optimeringsproblem, og en spesiell løsningsprosedyre er utviklet for slike optimeringsproblemer (Sydsæter m. flere (2006)). På grunn av den spesielle strukturen problemet står ovenfor, skal vi likevel løse den med standard ikke-lineær programmeringsmetode ved hjelp av Kuhn-Tucker betingelsene.

Lagrangefunksjonen til problem (6.3) er:

$$L = \sum_{t=1}^T \int_{z=0}^{e_t} P_t(z) dz - \sum_{t=1}^T \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t + e_t) - \sum_{t=1}^T \gamma_t (R_t - R^{Maks}) \quad (6.4)$$

De endogene variablene er R_t , e_t , γ_t , λ_t , og vi har $4T$ variabler i alt.

Ved å derivere Lagrangefunksjonen mhp. R_t , e_t får vi de nødvendige førsteordensbetingelsene:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial e_t} &= P_t(e_t) - \lambda_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ hvis } e_t > 0) \\ \frac{\partial L}{\partial R_t} &= -\lambda_t + \lambda_{t-1} - \gamma_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ hvis } R_t > 0) \\ \lambda_t &\geq 0 \quad (= 0 \text{ hvis } R_t < R_{t-1} + w_t - e_t) \\ \gamma_t &\geq 0 \quad (= 0 \text{ hvis } R_t < R^{Maks}), \quad t=1, \dots, T \end{aligned} \quad (6.5)$$

Vi har $2T$ førsteordensbetingelser i (6.5) og $2T$ begrensinger i (6.4), så det er like mange ligninger som endogene variabler slik at modellen er determinert. Vi antar at førsteordensbetingelsene er gyldige for den optimale løsningen uten å gå dypere i matematikken.

Nå kan vår modell fortelle noe kvalitativt om den optimale produksjonen og konsumet av vannkraft som har interesse for denne oppgaven. Vi har sagt at vannkraftproduksjonen er i kontinuerlig drift. Av førsteordensbetingelsen i (6.5) får vi da:

$$P_t(e_t) = \lambda_t. \quad \text{For } t=1, \dots, T \quad (6.6)$$

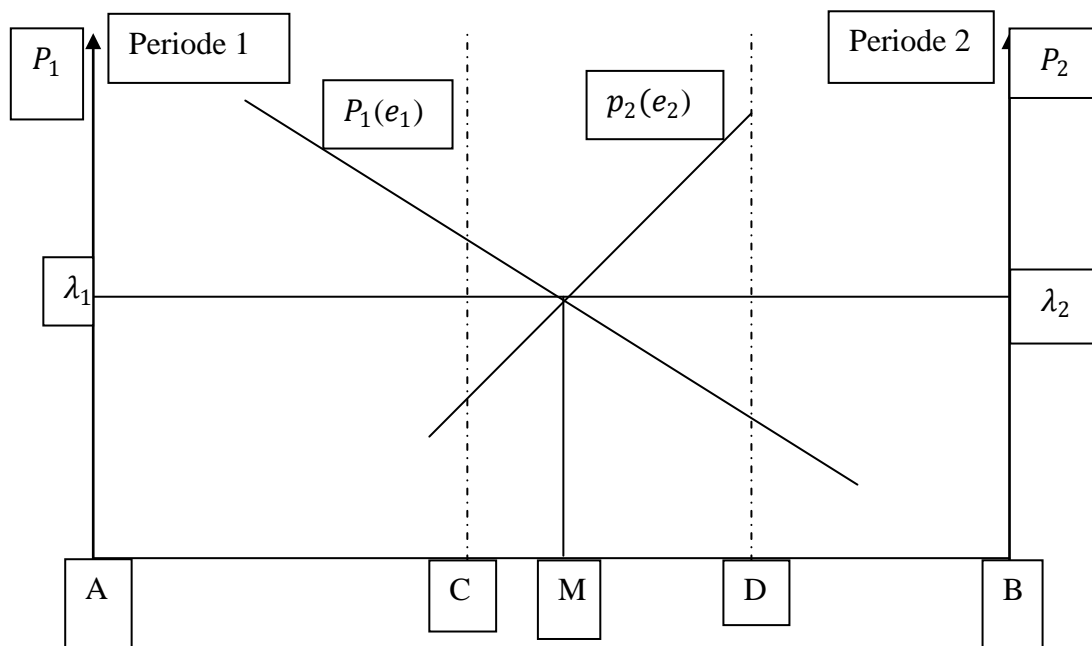
Vi kan anta at vannmagasinene blir fylt opp ved slutten av en tilsigssesong (høsten), og den velmenende samfunnsplanleggeren må ut ifra sin magasinfyllingsprognose optimere vannkraftproduksjon for hver uke frem til neste tilsigssesong. Det vannet samfunnsplanleggeren bruker for å produsere (konsumere) en enhet mer elektrisk kraft i dag(eller i denne uken), kan alternativt anvendes i produksjon (konsum) i morgen (eller i neste uke). Dette er en beskrivelse av en optimal løsning av problemet.

Førsteordensbetingelsene i (6.5) som har beskrevet markedsprisen og skyggeprisen er helt avgjørende for å forklare to ulike hendelser. Den ene hendelsen er når vi har knapphet på vann i magasinene og den andre hendelsen er når vi har for mye vann i magasinene slik at trusselen for at vannet kan spilles er reell. Det kan jo tenkes at samfunnsplanleggeren finner andre optimale løsninger hvor skyggeprisene mellom to perioder ikke er like. Jeg vil nå illustrere 5 ulike scenarier: hvorav (i) vannet kan problemfritt overføres mellom periodene, (ii) fulle vannmagasin, (iii) og knapphet av vann i magasinene, (iv) tørrår og våtår, (v) fri handel med termisk kraft.

Problemet (i) kan illustreres med to perioder. Vi antar at den optimale løsningen innebærer at det ikke spilles vann. Adderer vi de to vannlagrings-ligningene i (6.3) får vi:

$$e_1 + e_2 = R_0 + w_1 + w_2, \quad (6.7)$$

som er lik avstanden AB



Figur 6.1: Badekardiagram uten nådd lagringsrestriksjoner.

Den maksimale vannkraftproduksjonen er lik det tilgjengelige vannet arvet i periode $t=0$ oppgitt R_0 , pluss tilsiget i periode 1 w_1 og periode 2 w_2 , illustrert ved avstanden AB.

Lagringskapasiteten er gitt ved avstanden CD med de respektive stripete linjene. Det arvede

vannet pluss tilsiget i periode 1 er lik avstanden AD, mens tilsiget i periode 2 er lik avstanden BD.

Den optimale løsningen er å produsere og konsumere AM i periode 1 og BM i periode 2. Punktet M skiller den samfunnsøkonomiske optimale kraftfordelingen mellom periodene. Grunnen til at denne løsningen er mulig er fordi samfunnsplanleggeren kan lagre vannet mellom avstanden DM, og overføre det fra periode 1 til periode 2. Av (6.5) har vi $\lambda_1 = \lambda_2$, siden $\gamma_1 = 0$ fordi $R_1 < R^{Maks}$, og dermed fra (6.6) $P_1 = \lambda_1$ og $P_2 = \lambda_2$. Resultatet blir at skyggeprisen er lik for begge perioder, som igjen er lik markedsprisen for begge perioder. For en mer detaljert beskrivelse se Førsund, F (2007) kapittel 3 .

Det kan jo tenkes at planleggeren finner andre optimale løsninger når allokeringskrysset ikke inntreffer innenfor reservoarets lagringskapasitet som i ovennevnte illustrasjon. For å illustrere endringen av den optimale tilpasningen uten å ta med forventningsverdier eller usikkerhet inn i modellen, antar jeg at planleggeren har perfekte forventninger uten usikkerhet. Førsund, F. (2007) kapittel 9 forklarer de sistnevnte temaer nærmere. Jeg derimot, vil anta at samfunnsplanleggeren har full oversikt over all den tilgjengelige vannressursen modellen har i alle periodene, og ut ifra det finner planleggeren den optimale løsningen for periodene gitt hvor allokeringskrysset befinner seg hen.

6.2 Markedslikevekt ved fulle vannmagasin

Jeg vil nå ta utgangspunkt i modellen fra avsnitt 6.1 og illustrere (ii) ved bruk av en to-periode modell og et badekardiagram. Det som antas her er at allokeringskrysset befinner seg til venstre for reservoarets lagringskapasitet. Illustrasjonsvinduet gjelder for to perioder som er også vist på tidslinjen i figur 6.5 ved å sette $t=s$, og illustrasjonen starter i $t=1$ og går videre mot høyre i tidsaksen.

6.3 Markedslikevekt ved knapphet av vann i magasinene

Jeg vil igjen ta utgangspunktet i modellen fra avsnitt 6.1 og illustrere (iii) ved bruk av en to-periode modell og et badekardiagram. Her vil jeg undersøke hva som vil skje med markedet når vannmagasinet blir tømt i en periode utenom sluttperioden. Illustrasjonsvinduet gjelder for to perioder, periode t og periode $t+1$ i tidslinjen i figur 6.4. I motsetning til illustrasjonen i avsnitt 6.2, starter illustrasjon fra høyre i tidsaksen med T , og går tilbake i tid eller mot venstre i tidsaksen.

Vi antar nå at vannmagasinet blir tømt i perioden $t+1$, og at prisen har vært konstant og lik P_T siden sluttperioden (husk at vi går tilbake i tid). Ved å bruke betingelsene fra (6.5) og (6.6), så har vi for de to periodene t og $t+1$:

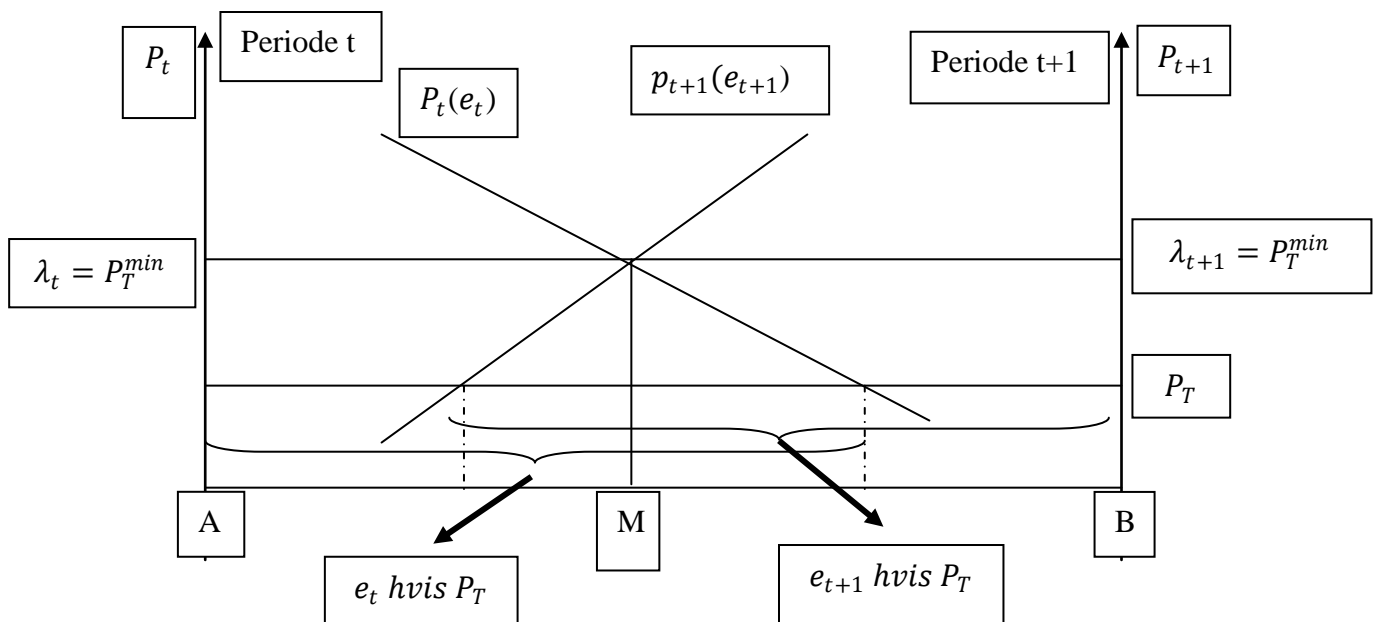
$$\begin{aligned} P_t(e_t) &= \lambda_t(e_t > 0) \\ -\lambda_t + \lambda_{t+1} - \gamma_t &\leq 0 \quad (= 0 \text{ hvis } R_t > 0) \\ P_{t+1}(e_{t+1}) &= \lambda_{t+1}(e_{t+1} > 0) \\ -\lambda_{t+1} + \lambda_{t+2} - \gamma_{t+1} &\leq 0 \quad (= 0 \text{ hvis } R_{t+1} > 0) \end{aligned} \tag{6.8}$$

Linken med vår optimale historie sier at $\lambda_{t+2} = \lambda_T = P_T$. Vi vil nå anta at det er ingen trussel for oversvømmelse i vannmagasinene i periodene t og $t+1$ slik at $\gamma_t = \gamma_{t+1} = 0$. Videre antar vi $R_t > 0$ og $R_{t+1} = 0$. Siste antagelse forteller at magasinet er tømt i periode $t+1$. Vi antar strengt positive priser i alle perioder. Kombinerer vi betingelsene og antagelsene får vi:

$$\begin{aligned} \lambda_t &= \lambda_{t+1} > 0 \\ P_t(e_t) &= P_{t+1}(e_{t+1}) > 0 \\ \lambda_{t+1} &\geq \lambda_T > 0 \quad (R_{t+1} = 0) \end{aligned} \tag{6.9}$$

Det er normalt en streng ulikhet i den siste betingelsen: $\lambda_{t+1} > \lambda_T$.

Antar vi $0 < P_T < P_T^{min}$ kan vi illustrere knapphet av vann i figur 6.3.

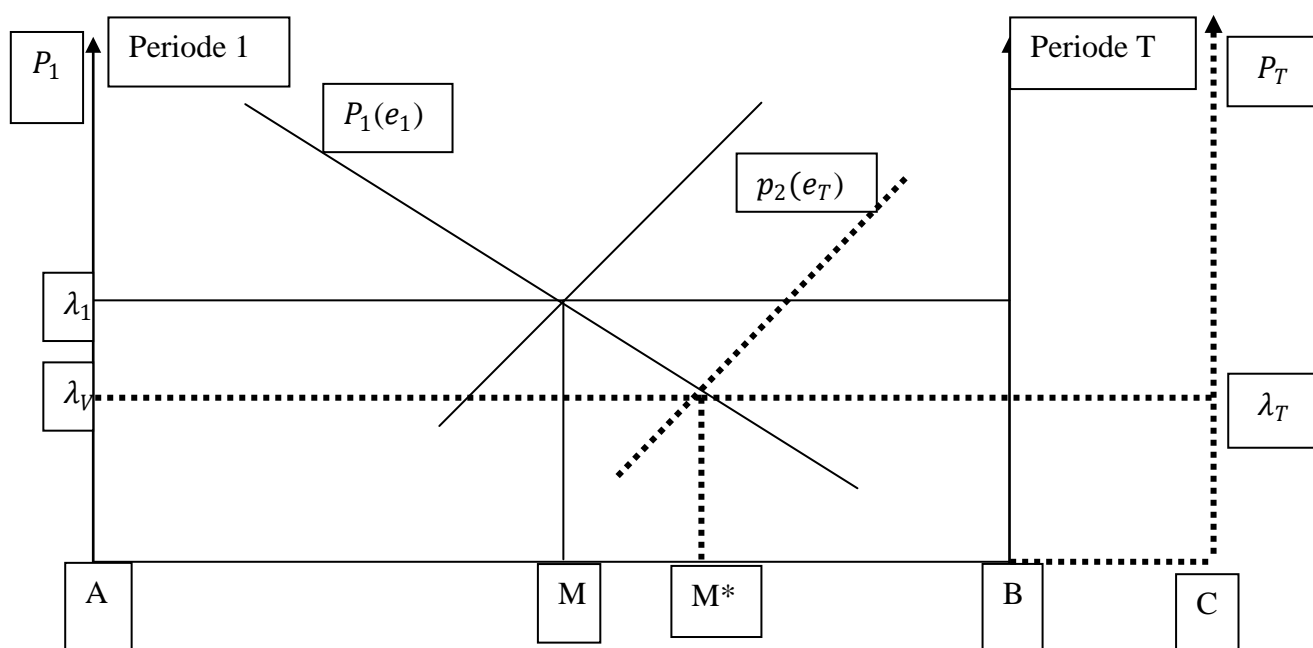


Figur 6.3: Badekardiagram ved knapphet av vann.

I figur 6.3 er det antatt at lagringskapasiteten er så stor at det ikke er nødvendig å tegne inn reservoarets lagringskapasitet slik som vi finner i de foregående illustrasjonene. Vi resonnerer oss tilbake i tid, dermed er det naturlig å spørre først: *Hva hadde skjedd om prisen hadde vært P_T for begge periodene?* Det hadde ikke vært nok tilgjengelig vann for begge periodene for prisen P_T . Hvis en av periodene hadde kunnet konsumert tilstrekkelig til prisen P_T , så hadde ikke (6.9) holdt og vi hadde fått $\lambda_t \neq \lambda_{t+1}$ og $P_t(e_t) \neq P_{t+1}(e_{t+1})$. For å kunne oppnå en optimal løsning, må prisen øke fra P_T til P_T^{min} og den optimale kraftfordeling mellom periode t og periode t+1 er illustrert med M. Kraften produsert og konsumert i periode t er da avstanden AM, og i periode t+1 avstanden BM. Betingelsene (6.8) og (6.9) holder, og vannmagasinet er tømt etter periode t+1. På grunn av at planleggeren har for lite vann i magasinet for å møte etterspørselen til prisen P_T , må dermed prisen øke til P_T^{min} for å kunne opprettholde en markedslikevekt mellom periodene. Siden det er normalt med en streng ulikhet $\lambda_{t+1} > \lambda_{t+2} = \lambda_T = P_T$ finner planleggeren det optimalt å tømme vannmagasinet i periode t+1.

6.4 Prisfastsettelsen av vannkraft aggregert nivå

La oss nå illustrere (iv) ved å ta utgangspunktet i teoridelen 6.1 og tenke på prisfastsettelsen av vannkraft i løpet av et år forårsaket av lite vann eller mye vann. Figur 6.1 kan vi anta prisfastsettelsen av vannkraft i alle perioder i løpet av et normalår. Vi ser på en lukket vannkraftøkonomi hvor kun mengden av det tilgjengelige vannet forårsaker den sosiale prisen på vannkraft. Vi antar videre at objektfunksjonene etter vannkraft er lik for alle periodene og planleggeren møter ingen lagringsbegrensninger i løpet av året. Med disse antagelsene vil planleggeren øke det samfunnsøkonomiske overskuddet ved å fordele produksjonen og konsumet av vannkraft slik at skyggeprisen og dermed den sosiale prisen på vannkraft bli lik for alle periodene i løpet av et år. Figur 6.4 viser en illustrasjon på priskonsekvensen i et våår.



Figur 6.4: Badekardiagram for et våår.

Figur 6.4 tar utgangspunktet av figur 6.1 men som illustrerer et våår. Periode 1 er første halvår mens periode T er siste halvår hvor vannet blir tømt i denne perioden. I vååret har planleggeren mer tilgjengelige vannressurser slik at badekaret øker fra AB til AC.

Objektfunksjonen i periode T får et negativt horisontalt skift (illustrert med den stripete objektfunksjonen) og planleggeren vil oppnå nye optimale kraftallokeringer. Prisen blir λ_V for hele vååret som er mindre enn prisen λ_1 for et normalår. Den nye optimale kraftallokeringen

er M^* . Konsekvensen av et våtår blir lavere kraftpriser gjennom hele året, og illustrert med tidslinjen i figur 6.5 får vi relativt lavere priser på hele tidslinjen.

Det kan også tenkes at figur 6.4 illustrerer et tørrår hvor den allokering illustrert med de stripete linjene gjelder for et normalår. I et tørrår vil de tilgjengelige vannressursene minke fra AC til AB og vi vil få relativt høyere kraftpriser for hele året. I tørråret vil den optimale kraftallokeringen være illustrert med M til kraftprisen λ_1 .

Med illustrasjonene av våtår og tørrår i figur 6.4, kan vi påstå at vannkraftprisene er avhengige av magasinfyllingen over året. Men hypotesen om fyllingsgrad blir ikke oppfylt her siden hypotesen går ut på enkelte perioder i året. Ser vi på uttalelsene fra media presentert innledningsvis, ser hypotesen på enkelte perioder av året. Når planleggeren ikke møter lagringsbeskrankningen eller knapphet av vann i enkelte perioder i løpet av året slik som illustrert under del avsnittene 6.2 og 6.3, vil planleggeren finne de optimale vannkraftallokeringene over året slik at prisen på vannkraft blir lik i alle perioder der kun den totale vannmengden i et år kan forårsake en høy eller lav pris for alle periodene. Med disse illustrasjonene vil mye vann i løpet av et år lede til lavere kraftpriser, men lite vann i enkelte perioder vil nødvendigvis ikke bety høyere priser i disse periodene. I likhet med lite vann i et år vil lede til høyere priser, men mye vann i enkelte perioder vil nødvendigvis ikke bety lavere priser i disse periodene. Planleggeren jevner ut kraftprisene over året. Men hvis endringen av magasinfyllingen antyder på prisendringer i enkelte perioder, så møter planleggeren på de utfordringene slik som er illustrert i delavsnittene 6.2 og 6.3, og priskonsekvensen gjenspeiler da lagringsproblematikken.

Denne teoretiske forklaringen viser da at prisen på vannkraft varierer nødvendigvis ikke over enkelte perioder i løpet av året. Men prisen vil da kunne variere fra år til år forårsaket av den totale mengden av vann. Prisvariasjonene i de enkelte periodene vil kun gjenspeile lagerproblematikken eller knapphet av vann slik som illustrert i delavsnittene 6.2 og 6.3.

6.5 Prisvariasjoner over tid

For å summere opp hendelsene illustrert i avsnitt 6.1 til 6.3, velger jeg å benytte en tidslinje vist med figur 6.5 (Førsund, F.(2007) figur 3.10 side 59). Det kan tenkes at starten av en sesong eller et år for en vannkraftprodusent er om høsten en gang etter en tilsigssesong. Da er

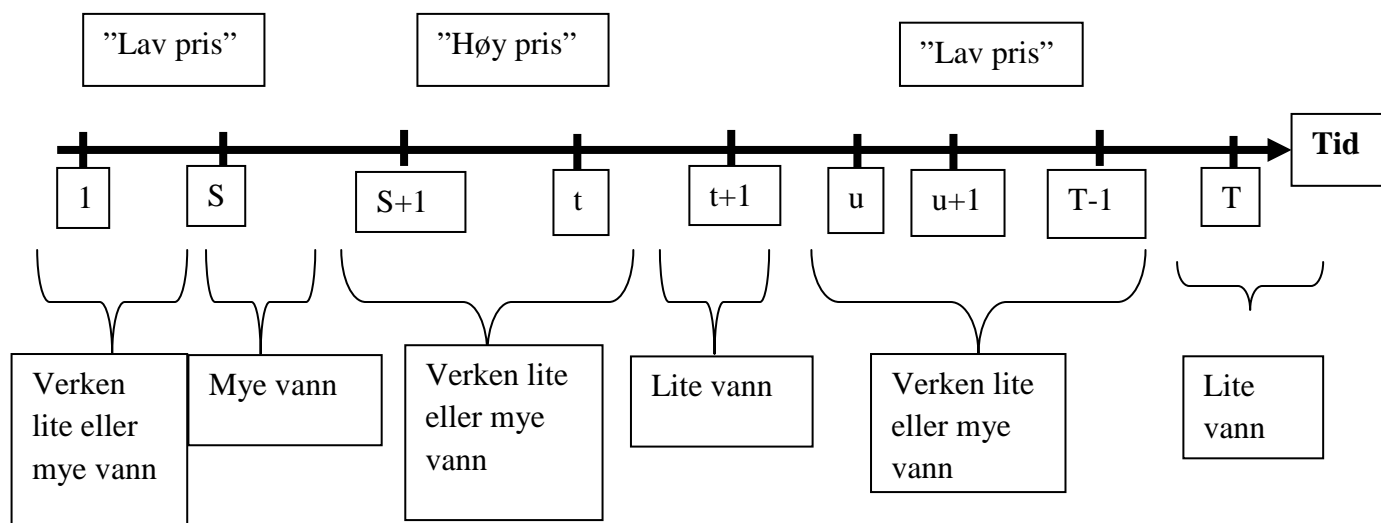
vannmagasinet fylt opp med vann og samfunnsplanleggeren må legge en plan for hvordan en kan oppnå optimale produksjons- og konsumløsninger for alle ukene frem til periode T.

Periode T kan tolkes som den siste perioden før en ny start, og vi kan tenke at vannverdien er lik null for periode T+1. Det betyr også da at vannverdiene fra og med periode T-1 til periode u er lave som igjen fører til lave kraftpriser under denne perioden for å kvitte seg med store deler av vannet før periode T.

Vi kan ha en periode med for mye vann i magasinene. Og på grunn av begrenset med lagringskapasitet, har vi lave priser for å bli kvitt store deler av vannet uten å la vannet renne over. Dette er illustrert i periode s på tidslinjen under. I motsatt tilfelle, kan vi ha knapphet med vann der hvor de tilgjengelige ressursene ikke er tilstrekkelige for å møte etterspørselen for en kraftpris lik periode s. For å få en markedslikevekt må prisen øke og vi får høye kraftpriser under disse periodene. Dette er illustrert i periode t+1 på tidslinjen under.

På grunn av disse ulike hendelsene og begrenset lagringskapasitet i vannmagasinene, oppnår vi prisvariasjoner i tidsperioden. Det kan tenkes at vi har lave priser under tilsigssesongen for å bli kvitt store deler av vannet på grunn av den begrensede lagringskapasiteten. Når det er gjort og vi kommer til en periode med lite eller ingen tilsig, må vi spare på det vannet vi allerede har for å spre det utover denne perioden, og det må høye kraftpriser til for å redusere etterspørselen. Når vi nærmer oss en ny tilsigsperiode eller periode T, må vi bli kvitt det resterende vannet vi har for å frigjøre lagringskapasitet. Denne perioden får da lave kraftpriser i håp om å oppfylle det sistnevnte formålet.

Figurene og illustrasjonene i dette avsnittet kommer av en deterministisk modell som skal gi en teoretisk forståelse av dynamikken i produksjonen av vannkraft. I virkeligheten med usikkerhet kan det tenkes at vi får en mykere opp- eller nedjusteringer av prisen siden planleggeren kan justere produksjonen sin ettersom planleggeren får nyere prognoser og fakta angående tilsig med tiden.



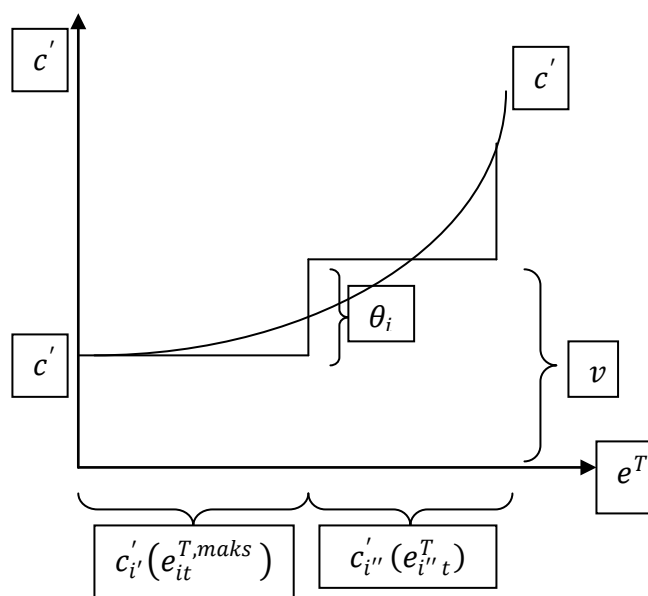
Figur 6.5: Prisvariasjoner over tid forårsaket av ulike hendelser.

Figur 6.5 kan ses i sammenheng med figur 6.8 angående fyllingsgrad og figur 8.2 angående elspotpriser. Med figurene ser vi en glattere kurve og ikke en kurve med så store prishopp som den deterministiske modellen skulle tilsi. Periodene 1 og S i figur 6.2 illustrerer perioder der magasinfyllingen øker, og i periode S møter planleggeren en trussel om spill av vannet, og dermed må prisene forbli lave i disse periodene. Dette er perioder som kan assosieres med ukene 28-31 i 2009 i figur 6.8 og figur 8.2. Fyllingsgraden for disse ukene stiger jevnt mens elspotprisen for disse ukene forblir relativt lave. Periodene S+1 og t i figur 6.5 illustrerer perioder hvor vi har verken lite eller mye vann i magasinene, men hvor fyllingsgraden minker når vi nærmer oss periode t+1. Disse periodene kan assosieres med de ukene i desember for 2008 i figur 6.8 og 8.2. I disse ukene minker fyllingsgraden og elspotprisene forblir relativt høye. Selv om vi i realiteten ikke har en periode T, kan denne perioden likevel tenkes å være i de ukene 15-17 i figur 6.10 hvor vannmagasinet blir nesten tømt, og er på vei til å fylles opp igjen i løpet av våren og sommeren. I figur 8.2 ser vi at prisene holder seg relativt lavere før periode T.

Utviklingen av fyllingsgradene for 2008 og 2009 er relativt like og viser ingen store avvik i figur 6.8. Dessverre gjelder dette ikke elspotprisene, og ut ifra figur 8.2 ser vi at prisdifferansen mellom årene skyldes av andre årsaker enn det den deterministiske modellen kan forklare. Empirien som er i redusert form stemmer ikke alltid til forklaringen i den deterministiske modellen. Dermed er det en interesse å undersøke de utsagnene fra kraftbransjen som jeg presenterte innledningsvis.

6.6 Krafthandel med utlandet.

I denne teoridelen skal vi nå undersøke priskonsekvensen av den lukkede vannkraftøkonomien når vi åpner for handel med termisk kraft i to perioder. De to periodene kan være for eksempel sommersesongen og vintersesongen. Vi antar fri handel og at vannkraftøkonomien er så liten slik at den tar prisen i utlandet for gitt. Ved å innføre handel må vi introdusere penger som et gode inn i vår modell. Vi vil forenkle ved å bare legge til (trekke fra) eksporten (importen) i penger til (fra) et område under objektfunksjonen for elektrisk kraft, dette impliserer at nyttefunksjonene er separable i elektrisitet og penger. Den objektive funksjonen vil da være summen av konsument- og produsentoverskuddet i de to periodene. I vårt tilfelle for elektrisk kraft vil det være brutto arealet under objektfunksjonen siden vi har antatt ingen marginalkostnad i produksjonen av vannkraft (kun vannverdien teller), og for penger er det kun en sum; positiv for eksport og negativ for import. I modellen kan vi anta at utlandet har kun termisk kraft. Termisk kraft er en felles betegnelse for ulike kraftverk som produserer elektrisk kraft ved bruk av fossilt brensel som innsatsfaktor. De ulike termiske kraftverkene kan ha forskjellige investeringskostnader, start- og stoppkostnader, og produksjonskostnader. I denne teoridelen neglisjerer jeg investeringskostnadene siden det er kun start- og stoppkostnadene og produksjonskostnadene som er av interesse for å avgjøre om planleggeren skal produsere termisk kraft eller ikke. Videre antar jeg ingen overføringsbegrensninger mellom vannkraftøkonomien og termisk kraftøkonomien, og ingen vannlagringsbegrensninger. Til sist, for enkelthetens skyld, antar jeg ingen eksterne kostnader i produksjonen av termisk kraft (for eksempel ingen forurensning og dermed ingen behov for CO₂-kvoter), og den eneste kostnaden ved å produsere termisk kraft er kun energi-innsatsfaktoren fossilt brensel.



Figur 6.6: Aggregererte marginalkostnadskurver av termisk kraft.

Figur 6.6 illustrerer marginalkostnadene for den termiske sektoren. I virkeligheten har den termiske sektoren stigende marginalkostnader slik som et trappetrinn. Årsaken til det er fordi når det rimeligste termiske kraftverket er fullt utnyttet, så må et nytt termisk kraftverk med høyere startkostnader og marginalkostnader komme i drift. Dette gjør at marginalkostnaden til den termiske sektoren er økende og vi kan ved en forenkling glatte den ut. Denne termiske kostnaden og dermed prisen i utlandet tar samfunnsplanleggeren i vannkraftøkonomien for gitt og vi kan kalle den for P_t^{XI} hvor $t=1,2$ siden vi skal se på kun to perioder for et år.

For å se konsekvensen på kraftprisen i vannkraftøkonomien ved import og eksport av kraft, må vi ha en illustrasjon på den optimale løsningen i et kraftmarked ved handel. Her må vi merke oss at den optimale løsningen kan være at samfunnsplanleggeren ønsker å importere mer enn det vi eksporterer og vice versa så lenge det øker det samfunnsøkonomiske overskuddet i vannkraftøkonomien. Vi illustrerer for et år med to perioder. Vi kan kalle det for sommerperioden og vinterperioden.

Med de antagelsene gjort ovenfor, kan energibalansen skrives $x_t = e_t^H - e_t^{XI}$. Her er x_t det totale konsumet av elektrisk kraft, mens e_t^H er vannkraftproduksjonen og e_t^{XI} er eksport

(import) hvis det leddet er positiv (negativ). Ved å sette opp den objektfunksjonen, vil planleggeren nå møte optimeringsproblemet:

$$\text{Max } \sum_1^2 \left[\int_{z=0}^{x_t} P_t(z) dz - P_t^{XI} e_t^{XI} \right]$$

slik at

$$x_t = e_t^H - e_t^{XI}$$

$$\sum_1^2 e_t^H \leq W \quad (6.10)$$

$$e_t^H, x_t \geq 0, e_t^{XI} \text{ er ubegrenset}$$

$$W, P_t^{XI} \text{ er gitt.}$$

Setter vi inn for energibalansen i Lagrangefunksjonen får vi:

$$L = \sum_1^2 \int_{z=0}^{e_t^H - e_t^{XI}} P_t(z) dz - P_t^{XI} e_t^{XI} - \lambda (\sum_1^2 e_t^H - W) \quad (6.11)$$

De førsteordensbetingelsene er:

$$\frac{\partial L}{\partial e_t^H} = P_t(e_t^H - e_t^{XI}) - \lambda \leq 0 (= 0 \text{ for } e_t^H > 0)$$

$$\frac{\partial L}{\partial e_t^{XI}} = -P_t(e_t^H - e_t^{XI}) + P_t^{XI} = 0 \quad (6.12)$$

$$\lambda \geq 0 (= 0 \text{ for } \sum_1^2 e_t^H < W)$$

Det er ganske rimelig å anta at vannkraftøkonomien konsumerer elektrisk kraft i begge periodene slik at $x_t > 0$ i begge periodene. Dette betyr i de periodene med eksport av vannkraft så konsumerer vi deler av vår vannkraft slik at førsteordensbetingelsen i (6.12) gjelder med likhet. Andre førsteordensbetingelsen gjelder også med likhet siden det er ingen restriksjoner av fortegnet til e_t^{XI} . Disse betingelsene betyr at import- og eksportprisen vil bli innført og gjelde for vannkraftøkonomien. Med antagelsene ingen overføringsbegrensninger og ingen begrensede lagringskapasitet av vann, vil en viktig konklusjon for prisene være umiddelbart at kraftprisene i utlandet vil gjelde for hjemlandet.

Siden skyggeprisen på vannet er uten tids-fotskrift vil vi ha kun en periode hvor vi eksporterer vannkraft gitt forskjellige import/eksportpriser. Skyggeprisen på vannet, via den andre førsteordensbetingelsen i (6.12), setter vi lik den maksimale prisen:

$$\lambda = \max_{t=1,2} \{P_t^{XI}\} \quad (6.13)$$

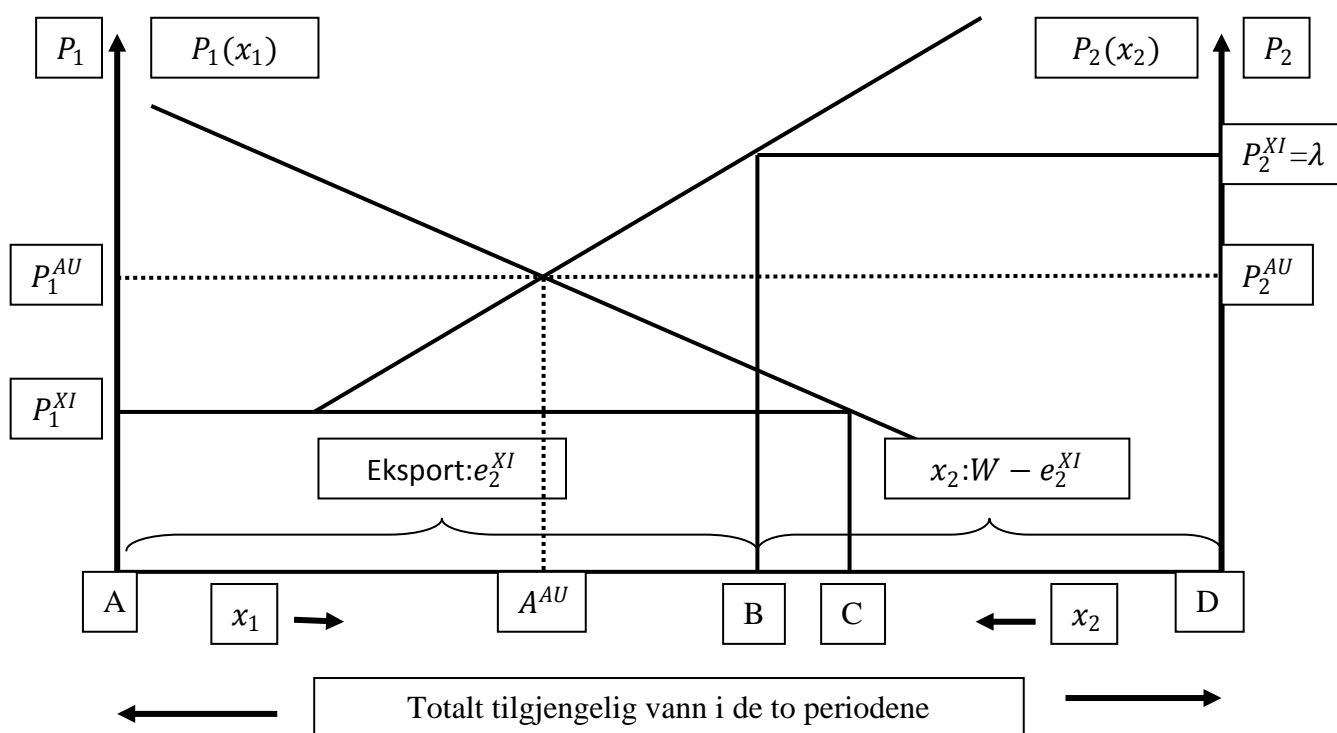
Her må vi merke oss at vi ønsker nødvendigvis ikke å bruke vannkraft i begge periodene. Hvis den kraftprisen vi kan oppnå i vannkraftøkonomien er lavere enn skyggeprisen på vannkraft, vil vi ikke produsere, vi bare importerer. Antagelsen ingen begrensede lagringskapasitet av vann kan i denne modellen virke ekstrem siden vi ønsker å lagre vannet til den perioden med høyest eksportpris for så å eksportere.

Den totale eksporten vil være:

$$e_{t^*}^{XI} = W - x_{t^*}, x_{t^*} = P_t^{-1}(P_{t^*}^{XI}) \quad (6.14)$$

Hvor t^* er den perioden med høyest eksportpris slik som definert i (6.13).

En illustrasjon for disse to periodene er gitt i figur 6.7. Autarkiløsningen er angitt med stiplede linjer og vi vil oppnå samme pris for begge periodene $P_1^{AU} = P_2^{AU}$ med kraftfordelingen A^{AU} .



Figur 6.7: Ubegrenset handel. Autarki angitt med stiplede linjer.

Med handel, til gitte ulike kraftpriser i utlandet, velger samfunnsplanleggeren å sette skyggeprisen på vannkraft lik den høyeste prisen i utlandet i henhold til (6.13). I vårt tilfelle vil samfunnsplanleggeren sette skyggeprisen lik handelsprisen P_2^{XI} i periode 2, som er høyere enn handelsprisen P_1^{XI} i periode 1. Ifølge vår generelle løsning vil ikke noe vannkraft bli brukt i periode 1, men alt i periode 2. Vannkraftøkonomien vil importere hele kraftkonsumet sitt i periode 1, dette er oppfylt ved tangeringen til objektfunksjonen for periode 1 og den horisontale gitte handelsprisen P_1^{XI} , dette bringer oss til punktet C i elektrisitetsaksen. Den totale importen er illustrert med avstanden AC. Prisen de må betale er P_1^{XI} som er lavere enn autarkiprisen P_1^{AU} . All vannkraft vil bli produsert og allokert til eksport og konsum i periode 2. Hjemlandets konsum av vannkraft finner vi ved tangeringen til objektfunksjonen for periode 2 og den horisontale gitte handelsprisen P_2^{XI} , dette bringer oss til punktet B i elektrisitetsaksen. Konsumet av vannkraft er da illustrert med avstanden DB og eksporten er da illustrert med avstanden AB. Skyggeprisen på vannkraft blir lik handelsprisen i periode 2. Sammenlignet med autarkiløsningen, vil mer kraft bli konsumert i periode 1 og mindre i periode 2. Ved å sammenligne arealene bør vi kunne se at den objektive funksjonen har nå fått økt verdi etter handel. Husk at samfunnsplanleggeren kan alltid velge å ignorere handel. Ressursene som brukes i økonomien for import og eksport er målt i den samme enheten penger. Men det kan være noen fordelingsmessige problemer skjult bak de aggregerte resultatene. Vi kan ikke vite om konsumentene som møter høyere priser og lavere konsum i periode 2 blir kompensert tilstrekkelig med lave priser og høyere konsum i periode 1. Fordelingen av eksportinntekten, importutgiftene, og finansiering av et eventuelt underskudd av en krafthandel vil også kunne komme inn i bildet.

Med denne teorien angående krafthandel med utlandet, kan vi påstå at norske elspotpriser ikke gjenspeiler norske fyllingsgrader. Siden Norge kan til enhver tid utveksle kraft med utlandet, vil dette påvirke norske priser. Selv om vi har lite vann i magasinene, trenger norske kraftpriser nødvendigvis ikke være høye, og vice versa. Økt eksport av vannkraft vil gi relativt høyere kraftpriser i Norge, mens økt import vil gi relativt lavere kraftpriser. Modellen presentert ovenfor er kraftig forenklet. I virkeligheten finnes det en lagringsbegrensning og en overføringsbegrensning. Med dette henviser jeg til figur 6.4 på side 135 i Hydropower Economics (Førsund, F. (2007)). Denne modellen tar for seg de begrensningene og illustrerer dynamikken av samfunnsplanleggerens optimale løsning. Hadde vannkraftøkonomien vært under autarki, ville den optimale løsningen vært lik som figur 6.1. Siden vannkraftøkonomien er åpen for handel, ønsker samfunnsplanleggeren å oppnå det samme resultatet slik som

illustrert over. Med en lagringsbegrensning og en overføringsbegrensning, vil forrige resultat endre seg. Med en lagringsbegrensning, betyr det da at vannkraft må bli brukt i begge periodene. Alternativet er å spille vannet, noe som ikke er lønnsomt. La oss her også anta at de gitte handelsprisene er $P_1^{XI} < P_2^{XI}$. Siden handelsprisen i periode 2 er høyere enn i periode 1, velger samfunnsplanleggeren å lagre så mye vann som mulig i periode 1 for å eksportere i periode 2. Resten av vannet blir brukt i periode 1. Og så lenge den marginale betalingsvilligheten i periode 1 overstiger handelsprisen P_1^{XI} , ønsker konsumentene i hjemlandet å importere elektrisk kraft. De ønsker å importere helt til den marginale betalingsvilligheten er lik handelsprisen. Den eneste mekanismen som begrenser importmengden er overføringskapasiteten. Skulle importen være så stor slik at import-overføringskapasiteten utnyttes fullt ut, blir kraftprisen i hjemlandet skyggeprisen

$\lambda_1 = P_1^{XI} + \beta_1$, hvor β_1 er skyggeprisen på import-overføringskapasiteten. Prisen $P_1 = \lambda_1$ med handel er i dette tilfellet lavere enn prisen P^{AU} uten handel. Den maksimale lagringsmengden av vannet blir nå overført fra periode 1 til periode 2. I periode 2 er det nok vann til å utnytte eksportkapasiteten fullt ut ved å sette ved innføre handelsprisen P_2^{XI} i hjemlandet. Eksporten indikerer mindre tilgjengelig vannkraft til hjemlandskonsum og objektfunksjonen for periode 2 får et positivt vertikal skift med lik avstand som overføringsbegrensningen for eksport. Kraftprisen i hjemlandet finner vi ved tangeringen mellom objektfunksjonen for periode 2 og den vertikale vannkraftveggen for periode 2 (som er den maksimale lagringskapasiteten av vannet). Siden eksportkapasiteten utnyttes fullt ut, får vi en positiv skyggepris α_2 på denne overføringskapasiteten. Skyggeprisen α_2 er da prisdifferansen mellom handelsprisen og hjemlandets kraftpris ved ligning $P_2^{XI} - \alpha_2 = \lambda_2 = P_2$. Prisen i periode 2 for hjemlandet blir lavere enn handelsprisen i periode 2 siden vi har en overføringsbegrensning for eksporten, men pga. eksporten blir kraftprisen i hjemlandet høyere enn prisen under autarki.

For å sammenligne en løsning uten handel og med begrenset handel er det interessant å se en lagringskapasitet av vannet som går fra ikke fullt utnyttet med like priser for periodene til fullt utnyttet med ulike priser for periodene. Men de ulike prisene er ikke lik handelsprisene siden vi har overføringsbegrensninger, men de prisene vil ligge mellom handelsprisene. Prisen i importperioden vil ligge lavere enn autarkiprisen og prisen i eksportperioden vil ligge høyere. Den direkte implikasjonen vil være høyere konsum i importperioden og lavere konsum i eksportperioden i forhold til autarkiløsningen. Den maksimale vannoverføringen fra periode 1 til periode 2 er ikke for å konsumere mer i periode 2, men for å eksportere og tjene penger.

Siden handelsvolumet er lik for begge periode vil vannkraftøkonomien gå i overskudd. Kjøpe billig og selge dyrt er et klassisk prinsipp for lønnsomme handler. I slike tilfeller vil størrelsen på lagringskapasiteten og overføringskapasiteten spille en viktig rolle. Reservoaret kan administreres slik at vannet ikke spilles hvor vi begrenser tilgangen av vannkraft for hjemlandskonsumet, mens overføringskapasiteten kontrollerer hvor mye vi kan tjene på eksporten. Istedenfor å ha vannkraft tilgjengelig i alle periodene ved å holde tilbake produksjonen for hjemlandskonsum eller ved å importere for hjemlandskonsum i perioder med lave priser, er dette kompliserte strategier å følge.

Kvalitativt avgrensning av eksport og import perioder, og ved bruk vannkraft og import til hjemlandskonsum, bærer preg av sistnevnte illustrering. Skyggepris dynamikken vil ikke kvalitativt påvirke klassifiseringen av periodene, men vil påvirke størrelsen av omfanget. Handelsprisene vil gjelde for hjemlandet hvis ikke overføringsbegrensningene er bindene.

Med teorien for åpen handel kan vi påstå at norske elspotpriser ikke gjenspeiler de norske fyllingsgradene. På grunn av handelsmulighetene, kan norske konsumenter importere billigere elektrisk kraft fra utlandet når det er lite vann i magasinene som tilsier høyere skyggepris på vannet(høyere alternativ gevinst på vannet). Importen fører til lavere norske elspotpriser enn om prisen var kun påvirket av norsk vannkraft. Størrelsen på overføringsbegrensningen på import er med på å begrense nedgangen av norske elspotpriser enn om vi hadde ubegrenset overføringskapasitet. Selv om vi har lite vann kan vi importere slik at vi får relativt lavere priser, men siden det eksisterer en overføringsbegrensning kan prisene fortsatt være høye. I perioder kan vi ha mye vann slik at det trues med oversvømmelse. Vi har da mye tilgjengelig vannkraft slik at skyggeprisen blir lav. Denne kraften ønsker utlandet å kjøpe billig og vi eksporterer. Denne eksporten fører til at norske elspotpriser ikke blir så lave som den kunne ha vært under autarki. Men siden det eksisterer en eksportbegrensning, kan norske elspotspriser fortsatt holde seg relativt lavere.

Det er også disse handelsmulighetene som gjør at vi får mykere justeringer av norske elspotpriser over periodene. Samarbeidet om kraftutvekslingen med utlandet gjør at prisene ikke fluktuerer så mye som en autarkimodell ville ha illustrert. Tar vi med illustreringen for handel inn i tidslinjen i figur 6.5, vil de lave prisene bli relativt høyere og de høye prisene relativt lavere. Differansen mellom de høye og lave prisene over de ulike periodene blir mindre. Men med dette vil ikke norske kraftpriser nødvendigvis følge fyllingsgradene som kraftbransjen kan tro.

6.7 Årsaker til endringer av norske kraftpriser

Med illustreringen i delavsnitt 6.1, og 6.4 kan vi tenke oss at kraftprisen i et norsk vannkraftmarked er lik for hele året. Om vi skulle ha relativt høyere eller lavere kraftpriser i et år, kan det gjenspeile den totale vannmengden. Delavsnittet 6.4 har illustrert et tørrår og et våtår. Planleggeren vet den totale vannmengden i et år og vil finne det optimalt å ha en lik pris for alle periodene. Med dette trenger ikke prisen endre seg i enkelte perioder forårsaket av midlertidige lave eller høye magasinfyllinger. Skulle prisen ha endret seg i enkelte perioder, kan planleggeren ha møtt på de utfordringene presentert i delavsnittene 6.2 og 6.3. Utfordringen i 6.2 var fulle vannmagasiner slik at prisen måtte reduseres for og ikke spilles, mens utfordringen i 6.3 var for lite vann i magasinet for å kunne møte etterspørselen til en gitt lav pris i fremtiden før tømning av vannmagasinet i periode T.

Illustreringen med åpen handel av elektrisk kraft med utlandet påvirker norske kraftpriser. Slik som illustrert i delavsnitt 6.6, trenger norske kraftpriser nødvendigvis ikke å øke når vi har lite vann i magasinet. Vi importerer da termisk kraft og norske kraftpriser forblir relativt lavere enn om det norske vannkraftmarkedet hadde vært under autarki. Med dette kan vi si at lite vann i magasinet ikke nødvendigvis tilsier høye norske kraftpriser. Og vice versa, mye vann kan lede til eksport slik at norske kraftpriser forblir relativt høyere enn om det norske vannkraftmarkedet hadde vært under autarki. Når det gjelder utveksling av kraft, er overføringskapasitetene viktige for prisendringene. Er overføringskapasiteten fullt utnyttet under periodene med mye eller lite vann, vil vi kunne oppleve prisendringer i det norske vannkraftmarkedet. Problemet vil da kunne gjenspeile vannlagringsproblematikken og overføringsbeskrankningen.

Generelt sett er prisfastsettelsen av norsk vannkraft avhengig av mange skyggepriser. Det kan være skyggeprisen på vannlagringskapasitet, overføringskapasitet, termisk kraft og skyggeprisen for elektrisk kraft over periodene.

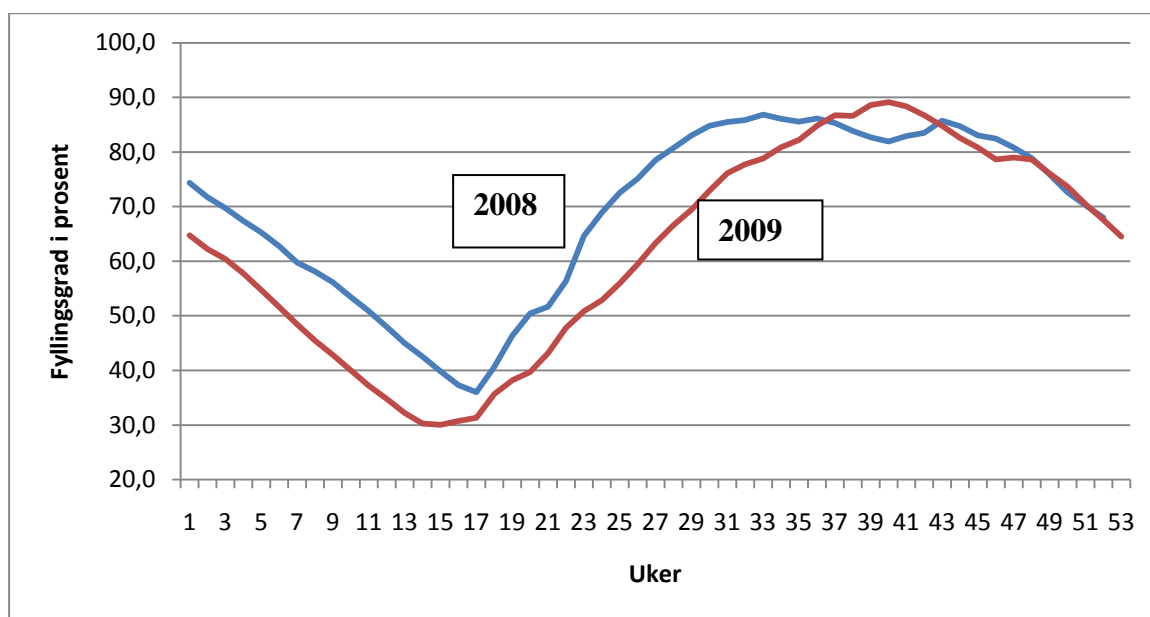
Med teorien presentert i avsnitt 6, kan en si at norske elspotpriser gjenspeiler norske magasinfyllinger når vi sammenligner prisene fra år til år med ulike magasinfyllinger. Her vil ikke periodevis endringer i magasinfyllingen nødvendigvis endre prisen. Skulle periodevis endringer av magasinfyllingen påvirke prisen, har planleggeren da møtt på lagerproblematikken. Åpner vi den lukkede vannkraftøkonomien for fri handel av elektrisk kraft, så vi at denne teorien avviste påstanden om at norske kraftpriser gjenspeilte

magasinfyllingen. Skulle vi likevel vel få prisendringer her, har vi da utfordret overføringskapasiteten.

6.8 Bestemme mengder av vannkraft

I forrige avsnitt undersøkte vi mulige løsninger for prissettingen av vannkraft. Når vi adresserer mengden av vannkraft en planlegger bør produsere, bør det selvsagt være en simultan løsning hvor vi adresserer prisen og mengden samtidig.

Utviklingen av den tilgjengelige mengden av vann i magasinene blir nøye studert av aktørene i kraftmarkedet. I 2008 og 2009 ble det foretatt ukentlige rapporteringer av fyllingsgraden i Norge. Ukesverdier for fyllingsgradene blir som oftest målt opp mot verdien for samme uke fra fjoråret.



Figur 6.8: Fyllingsgrader i Norge for 2008 og 2009 i uker.

Kilde: NVE

Av figur 6.8 ser vi glatte endringer av fyllingsgraden over sesongene. I 2008 hadde vi lavest fyllingsgrad i uke 17 med 36% magasinfylling mens høyest fyllingsgrad hadde vi i uke 33 med 86,8%. For år 2009 var den laveste fyllingsgraden i uke 15 med 30% mens den høyeste fyllingsgraden var i uke 40 med 89,1%. Vi ser klart at fyllingsgraden varierer over sesongene, noe som viser seg å spille en viktig rolle når en skal bestemme den produserte mengden av

vannkraft. Innledningsvis har jeg opplyst at det finnes en generell tro i kraftbransjen at fyllingsgraden spiller en stor rolle for å bestemme mengden av vannkraft som igjen gir ulike priskonsekvenser. Skulle dette vise seg å stemme vil vi kunne se en sammenheng mellom variasjonen i fyllingsgraden og variasjonen i elspotprisen, se figur 8.2.

For eksempel her i den deterministiske modellen tror kraftbransjen på høyere kraftpriser i begynnelsen av året og lavere kraftpriser midt i året.

6.9 Et generelt problem med vannkraft

Et generelt problem med å operere med vannkraftproduksjon som har blitt neglisjert i teoridelen og i tidslinjen i figur 6.9 er at tilsig er stokastiske variabler. Været, nedbør og snøsmelting er spådd, men som vi vet med varierende nøyaktighet. Dette er problemer som oppstår i produksjonen av vannkraft. I løpet av en kortere tidshorisont, blir det bestemt hvor mye vann som skal brukes i produksjonen og hvor mye som skal overføres til neste periode. Beslutningen tas i en uke t for en tidshorisont gitt de tilsigsprognosene planleggeren har, dermed er det optimalt for en planlegger å formulere optimeringsproblemet sitt med forventningsverdier. I strukturmodellen påvirker forventningsverdiene tilbudsrelasjonen.

Etterspørselsfunksjonene er i seg selv påvirket av været og temperaturen. I avsnitt 4 har jeg argumentert for hvordan norske husholdninger etterspør kraft til elektrisk oppvarming. Temperaturen er da også en stokastisk variabel. I den virkelige verden i kraftmarkedet finnes det flere ulike hendelser som kan karakteriseres som stokastiske variabler. Forventninger til ulike feil i overføringskapasitet, feil i vannkraftproduksjonen, og andre ulykker som påvirker de optimale løsningene til en planlegger.

Siden forventninger ikke er sikre, har planleggeren i virkeligheten usikkerhet i modellen som er den siste årsaken til prisvariasjonene av vannkraft over tid. Etterjusteringer er med på å myke opp prisfluktuasjoner. I teoridelen har vi forenklet modellen til et vannkraftverk med et vannmagasin. I virkeligheten finnes det flere vannkraftverk med ulike planleggere. Dette fører også til at de ulike aktørene har forskjellige forventninger til de ulike stokastiske variablene, og de ulike justeringer i forventningene på sikt.

Mer om usikkerhet i modellering av optimale løsninger av vannkraft finnes i kapittel 9 i Hydropower Economies, Førsund, F.(2007).

6.10 Den teoretiske strukturmodellen vs. virkeligheten på redusert form

Den teoretiske modellen nevnt under avsnitt 6 er i strukturform. Kort fortalt representerer strukturformen en viss selvstendighet i hver enkelt relasjon. Dette gjør at endringer i en relasjon ikke påvirker en annen relasjon. Et eksempel på det vil være hvis teknologien i produksjonen av vannkraft forbedres, så vil dette ikke påvirke selve etterspørselsrelasjonen. Men det kan tenkes at vi oppnår en mer optimal markedsløsning. I dette eksemplet vil det kun være et skift i tilbudskurven mens etterspørselskurven vil forbli den samme som før. Og vice versa, hvis etterspørselen etter kraft øker på grunn av økt inntekt eller økt befolkningsvekst, påvirker det ikke selve tilbudsrelasjonen som markedet allerede har. Igjen kan vi oppnå en mer optimal markedsløsning, og det skjer kun et skift i etterspørselskurven. Grunnen til at en ønsker å bruke strukturmodellen i en teoretisk analyse er fordi en kan enklere gå frem og finne en ny optimal markedsløsning ved en endring av en av relasjonene. Dette gjør det enklere å forstå markedspåvirkningen forårsaket av en variabel.

Dessverre er det ikke alltid slik at en kan studere et marked ved hjelp av strukturmodellen. Dette gjør at vi må bruke den reduserte formen for å prøve å virkelighetstilnærme modellen vår som det overhodet er mulig. I virkeligheten er det ikke alle variabler som kan fanges opp i modellen, dermed blir de utelatt utenfor modellen og den reduserte formen er den eneste mulige modellen vi kan bruke.

En nærmere beskrivelse av strukturmodellen og den reduserte modellen befinner seg under avsnitt 7.

Likevel vil jeg påstå at det kan være interessant å besvare problemstillingen min ved hjelp av den reduserte modellen i regresjonsanalysene.

7 Økonometri og modeller

For å analysere sammenhengen mellom elspotprisene i Norge og fyllingsgradene i norske vannmagasiner foretar jeg meg en økonometrisk regresjonsanalyse. Dataapplikasjonen jeg benytter meg av er Stata 9. Grunnen til at jeg velger å benytte meg av dette analyseprogrammet er fordi dette programmet ble anvendt i undervisningen Applied statistics and econometrics (Econ 4135) høsten 2008.

7.1 Strukturmodellen

En strukturmodell er sammensatt av strukturelasjoner og strukturkoeffisienter. La oss først definere begrepet *strukturelasjon*;

En strukturelasjon, eller en strukturligning, er en relasjon, eller en ligning, som representerer (i) økonomiske aktørers eller sektors adferd, (ii) teknologiske sammenhenger, (iii) institusjonelle sammenhenger eller, (iv) definisjonssammenhenger eller sammenhenger som beskriver økonomisk sirkulasjon (økosirkulasjoner). Hver strukturelasjon representerer en selvstendig teori som forutsettes å ha gyldighet uavhengig av det forhold at den inngår i en simultan modell sammen med andre strukturelasjoner. Sitat hentet fra Biørn, E.(2009) side 213.

La oss videre definere begrepet *strukturkoeffisient*;

En strukturkoeffisient er en koeffisient i en strukturelasjon. En strukturparameter er en strukturkoeffisient eller en parameter som beskriver sannsynlighetsfordelingen til restleddet i en strukturelasjon. Sitat hentet fra Biørn, E.(2009) side 214.

La oss til sist definere begrepet *strukturmodell* eller *strukturform*;

Med en strukturmodell, eller en modells strukturform, forstår vi et sett av strukturelasjoner satt sammen til et determinert system med spesifiserte endogene og eksogene variable og med spesifiserte forutsetninger om restleddsfordelingen. Strukturformen har like mange ligninger som endogene variable. Sitat hentet fra Biørn, E.(2009) side 214.

En strukturmodell har en viss grad av selvstendighet. Det vil si at en relasjon har en selvstendighet ovenfor endringer i andre relasjoner. Dette er et kriterium på at den representerer en god teori. Et eksempel er tilbuds- og etterspørselsfunksjoner i markedsmodellene. Hvis en ønsker å endre på den ene relasjonen, så vil ikke endringen berøre den andre relasjonen. Eksempelvis kan en plutselig endring i teknologien føre til en endring i tilbudsrelasjonen, men den endringen vil ikke ha en påvirkning på etterspørselsrelasjonen for

det samme godet. Motsatt vil en endring av etterspørselsrelasjonen som eksempelvis blir forårsaket av en inntektsøkning hos konsumentene, ikke ha noen påvirkning på tilbudsrelasjonen for produsentene.

7.2 Redusert modell, den reduserte formen

La oss først definere den *reduserte modellen* eller den *reduserte formen*;

Med en strukturmodells reduserte form forstår vi modellform som fremkommer når modellen løses slik at hver endogen variable blir uttrykt som funksjoner av de eksogene variable og restleddene. Koeffisientkombinasjoner som opptrer som konstantledd eller er tilordnet de eksogene variable i en modells reduserte form, kalles koeffisienter i den reduserte form, eller redusert-form-koeffisient. De har karakter av virkningskoeffisienter. En parameter i den reduserte form, eller redusert-form-parameter, er en redusert-form-koeffisient eller en parameter som beskriver sannsynlighetsfordelingen til restleddet i en ligning i modellens form. Sitat hentet fra Biørn, E.(2009) side 215.

Med den reduserte modellen forstås det slik som det uttrykkes i sitatet over, at den fremkommer av en strukturmodell etter at hver enkelte endogene variabel blir løst og uttrykt av de eksogene variabler og restleddene. Relasjonene i den reduserte modellen har ikke lenger den grad av selvstendighet som strukturmodellen, og en endring i en av relasjonene vil ha en påvirkningseffekt hos de andre relasjonene.

I mitt tilfelle, og i min regresjonsanalyse, er det den reduserte formen som vil anvendes. Grunnen til at den reduserte formen vil anvendes er på grunn av oppsettet til dataene. Gitt teorien i strukturformen som er presentert i avsnitt 6, ønsker jeg å teste sammenhengen mellom pris og fyllingsgrad økonometrisk. Tidsenheten for periodene er i uker. De estimerte parameterne vil likevel være av interesse siden de er utledet av struktur formen. Her er den endogene variabelen pris i EUR/MWh, uttrykt av funksjoner av de eksogene variablene fyllingsgrad, temperatur, og restleddet.

Teoridelen ble presentert slik at den intuitive forståelsen av sammenhengen mellom elspotpris og vannmengde antageligvis baserer seg på årstilsig(størrelsen på badekaret) og ikke på variasjonen i magasinfyllingen i korte perioder som f.eks uker. For å fange opp denne samvariasjonen mellom pris og fyllingsgrad måtte jeg ha analysert denne effekten med en lengre estimeringsperiode. Dette er ikke lett siden dataene er oppsatt på en måte hvor det ikke er lett å sammenligne fra år til år.

Gitt teorien ønsker jeg likevel å teste denne hypotesen med det datasettet jeg har fått tak i. Datasettet gjelder for korte perioder og hensikten er å finne samvariasjonen mellom pris og fyllingsgrad.

8 Data til regresjonsanalysen

Problemstillingen min er som følger; *Gjenspeiler norske elspotpriser fyllingsgradene i de norske vannmagasinene?*

For å svare og analysere problemstillingen min trengte jeg å samle inn nødvendige og relevante data og statistikk angående fyllingsgradene og spotsprisen. I 2008 og 2009 var Norge delt inn i tre prisregioner, NO1 som var Sør-Norge, NO2 som var Midt-Norge, og NO3 som var Nord-Norge. Det resulterer i tre regresjonsanalyser, ett for hvert område. Formålet er å få enda klarere resultater som kan tolkes.

Data for fyllingsgradene er hentet fra Norges vassdrags- og energidirektorat. Disse dataene er i tidsenheten pr. uke, og ikke i tidsenheten pr. dag eller pr. måned. Dataene gjaldt for hvert elspotområde hver for seg. Tidsenheten pr. uke skyldes at det av praktiske årsaker ble for krevende å måle fyllingsgradene for hver dag. Og dataene ville ha gitt for lite informasjon om en ønsket å måle fyllingsgradene for hver måned. Konsekvensen ble at data og statistikk for spotprisen, som blir satt for hver time neste døgn, ble hentet fra kraftbørsen Nord Pool i tidsenheten pr. uke og for hvert elspotområde.

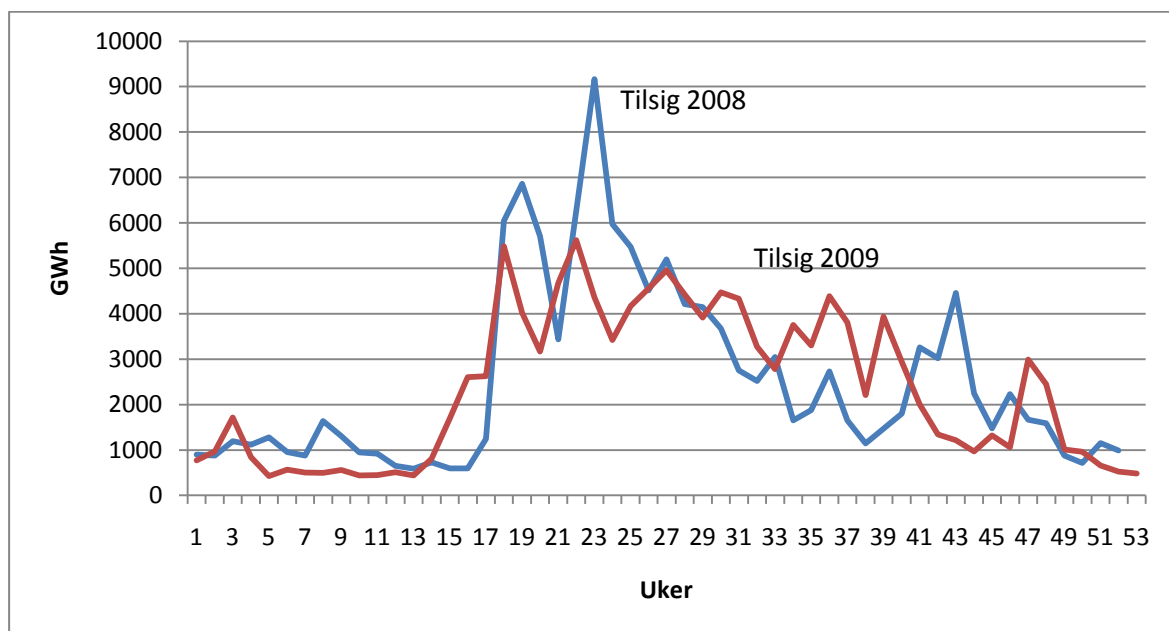
I avsnitt 4. har jeg argumentert for hvordan temperaturen kan spille inn i etterspørselen og konsumet av elektrisk energi. Dette gjelder først og fremst temperaturforskjellene over ulike sesonger. Dermed ønsker jeg å ta med temperatur som en variabel i regresjonsanalysen. Konsekvensen her som med spotprisen, er at temperaturen blir gitt for hver dag, og jeg måtte ha dataene og statistikkene i tidsenheten pr. uke. En utfordring her var hvilke temperaturer jeg skulle bruke. Temperaturen i Norge varierer fra sted til sted, og ikke minst fra time til time. Det finnes også forskjellige temperaturer. Maksimumstemperaturen for en dag, minimumstemperaturen for en dag, gjennomsnittstemperaturen for en dag, og UTC-¹⁰ temperaturen som blir opplyst på værmeldinga for hver dag. Etter en samtale med Meteorologisk Institutt, bestemte jeg meg å bruke gjennomsnittstemperaturen av UTC temperaturen for en uke. Jeg valgte Oslo-temperaturen for elspotområdet NO1, siden flertallet av konsumentene bodde her. Videre valgte jeg gjennomsnittstemperaturen for Trondheim for elspotområdet NO2, og Tromsø for elspotområdet NO3. Dette mener jeg er en god forenkling for å ta med temperatur i regresjonsanalysen.

¹⁰ UTC står for universell tid, og erstatter tidligere GMT(Greenwich Mean time), og ligger 1 time etter norsk normal tid (NMT).

Jeg har begrenset regresjonsanalysen med data og statistikk for 2008 og 2009. Med tidsenheten pr. uke har jeg fått totalt 105 observasjoner pr. elspotområde. 52 uker i 2008 og 53 uker i 2009. Dette mener jeg er tilstrekkelige observasjoner for å svare på problemstillingen min. En kunne også ha økt antall observasjoner for å få et bedre resultat av regresjonsanalysen, men spotprisene for 2007 er ikke lett tilgjengelige.

8.1 År 2008 og 2009

År 2008 og 2009 er ganske like når det gjelder magasinfyllding og temperatur. Angående fyllingsgrader for Norge i 2008 og 2009, så ser vi en liten endring fra 2008 til 2009¹¹. År 2009 hadde samlet sett 6,5 TWh mindre tilsig enn år 2008. I ukene 15 til 17 hadde år 2009 4,3 TWh mer i tilsig enn år 2008. Dette skyldes tidligere snøsmelting og dermed tidligere tilsig i 2009 enn i 2008. Av statistikkene ser vi at de største tilsigene kom i uke 18 og varer ut uke 44 for 2008 og uke 41 for 2009. Blant annet ser vi at år 2008 hentet inn mer tilsig enn år 2009 i uke 19 og 20, med respektive 2.8 TWh og 2.5 TWh mer enn de samme ukene i år 2009. En uke som er verdt å merke seg er uke 23 hvor tilsiget var på 9,1 TWh i 2008 og 4,4 TWh i 2009. Under ser vi tilsig i år 2008 og 2009.

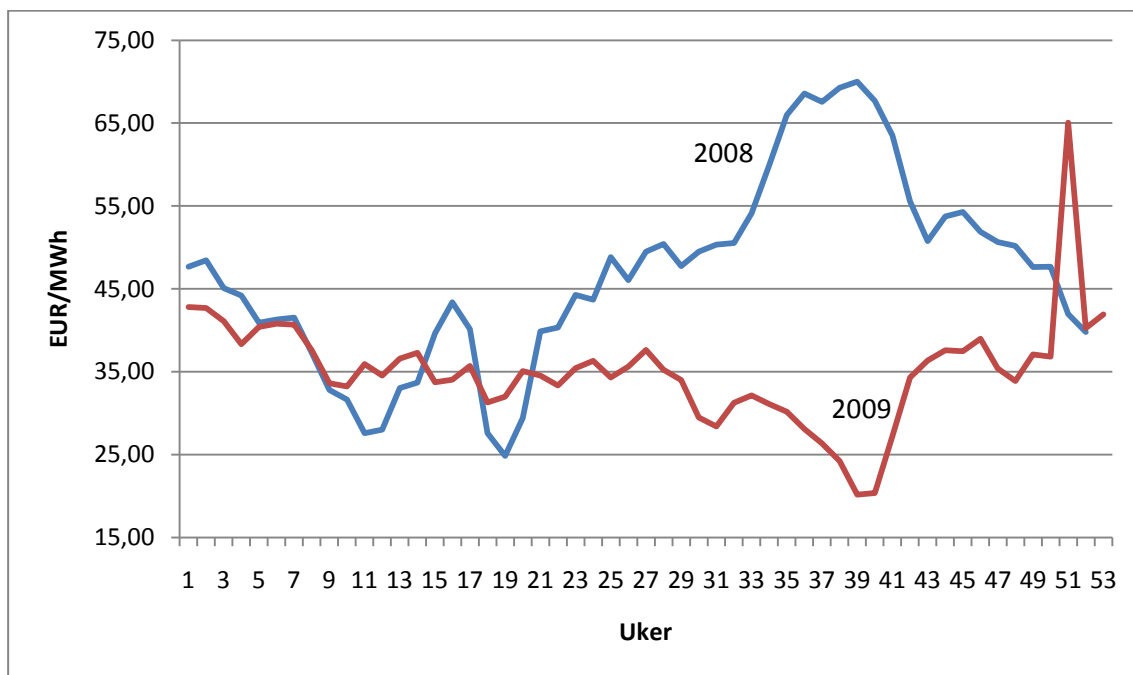


Figur 8.1: Tilsig i uker for år 2008 og 2009, i GWh.

Kilde: NVE

¹¹ Se vedlegg 1.

Når det gjelder ukesprisene for år 2008 og 2009, har de utviklet seg forskjellig. Ukesprisene er noe like i de første ukene frem til uke 21, etter det har ukesprisene nærmest vært negativt korrelert med hverandre. Av figur 8.2 ser vi at ukesprisene for år 2008 fra og med uke 19 har økt jevnt frem til et toppunkt i uke 39 med en pris på EUR/MWh 70.01. Deretter synker prisen gradvis for det året. Ukesprisene i år 2009 har vært jevnere, men med synkende priser med et bunnpunkt i uke 39 med en pris på EUR/MWh 20.20. Deretter øker prisene og når et toppunkt i uke 51 med EUR/65.05. Grunnen til den høye ukesprisen i uke 51 skyldes en høy spotpris 17. desember med skyhøye spotpriser i enkelte timer i Midt-Norge dette døgnet. Spotprisen i enkelte av timene i 17. desember kom på EUR/MWh 1400. Uken etter faller ukesprisen tilbake til mer alminnelige spotpriser.

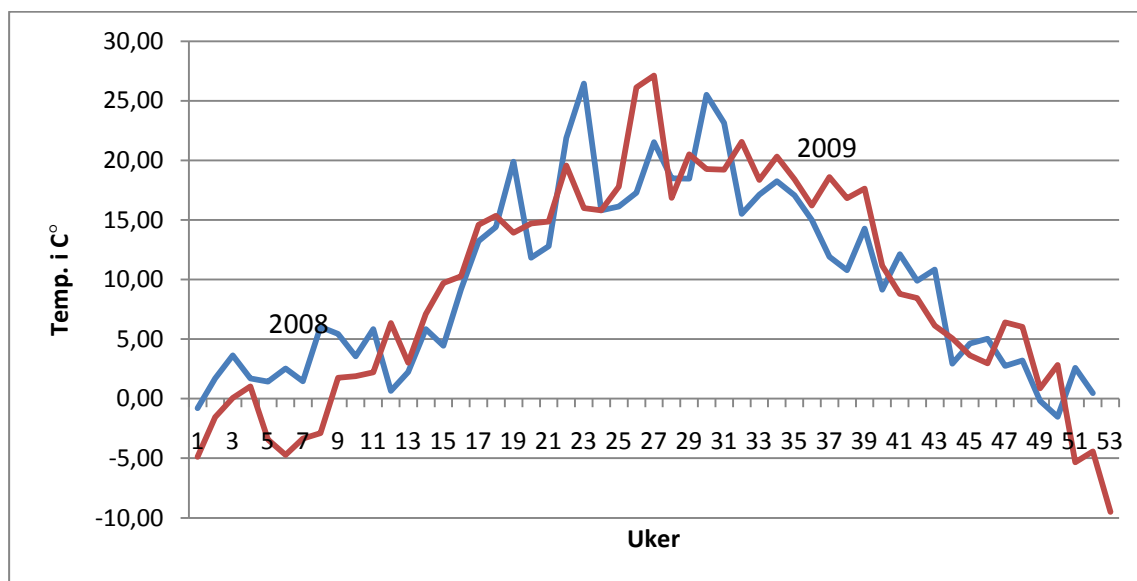


Figur 8.2: Ukespriser i år 2008 og 2009, spotpriser.

Kilde: Nord Pool Spot

Når det gjelder temperaturene for år 2008 og 2009, har jeg valgt å bruke Oslo-temperaturen for NO1, Trondheim-temperaturen for NO2 og Tromsø temperaturen for NO3. Dette er forklart nærmere under avsnitt 8.

Oslo-temperaturen for år 2008 og 2009 ser vi nedenfor.



Figur 8.3: Ukestemperaturer for Oslo år 2008 og 2009, i celsius.

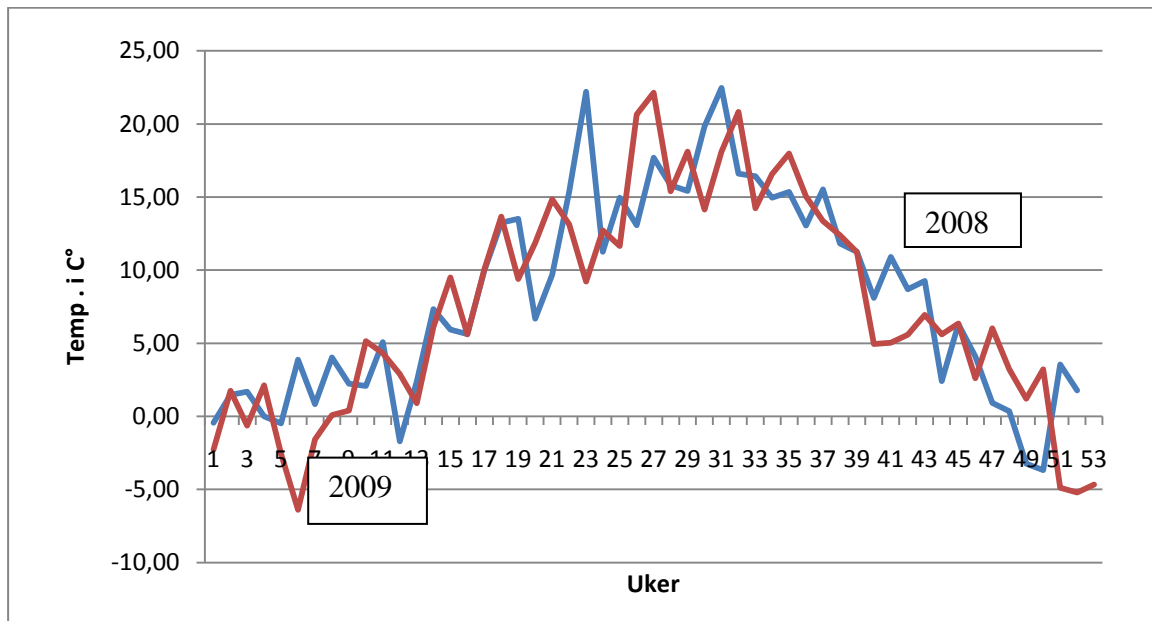
Kilde: Meteorologisk institutt

Slik det fremkommer av gjennomsnittstemperaturene for ukene, ser vi at ”ekstreme” temperaturer blir glattet ut ved å regne ut gjennomsnittstemperaturen for hver uke. Dette gir grafen mindre svingninger. Men ut ifra gjennomsnittstemperaturene for ukene i år 2008 og 2009, ser vi at de samsvarer og er veldig like. Det er ingen uker hvor vi finner store temperaturforskjeller. Den laveste temperaturen Oslo hadde (oppgitt som UTC temperatur) i 2008 var -9 C° den 31. desember, og i 2009 $-11,8\text{ C}^\circ$ den 30. desember. Den varmeste temperaturen i 2008 var $29,1\text{ C}^\circ$ den 26. og 28. juli, og i 2009 $30,1\text{ C}^\circ$ den 30. juni. Disse temperaturene kommer ikke godt frem i grafen, men vi har gode tilnærminger. Formelen jeg har brukt for å regne ut gjennomsnittstemperaturen er;

$$\sum_{i=1}^7 \frac{Temp_i}{7}$$

Her summerer jeg den oppgitte UTC-temperaturen fra mandag til søndag og deler den på 7 som er antall dager i uken, her er i =mandag og 7 =søndag.

Trondheims-ukestemperaturer for år 2008 og 2009 ser vi nedenfor.

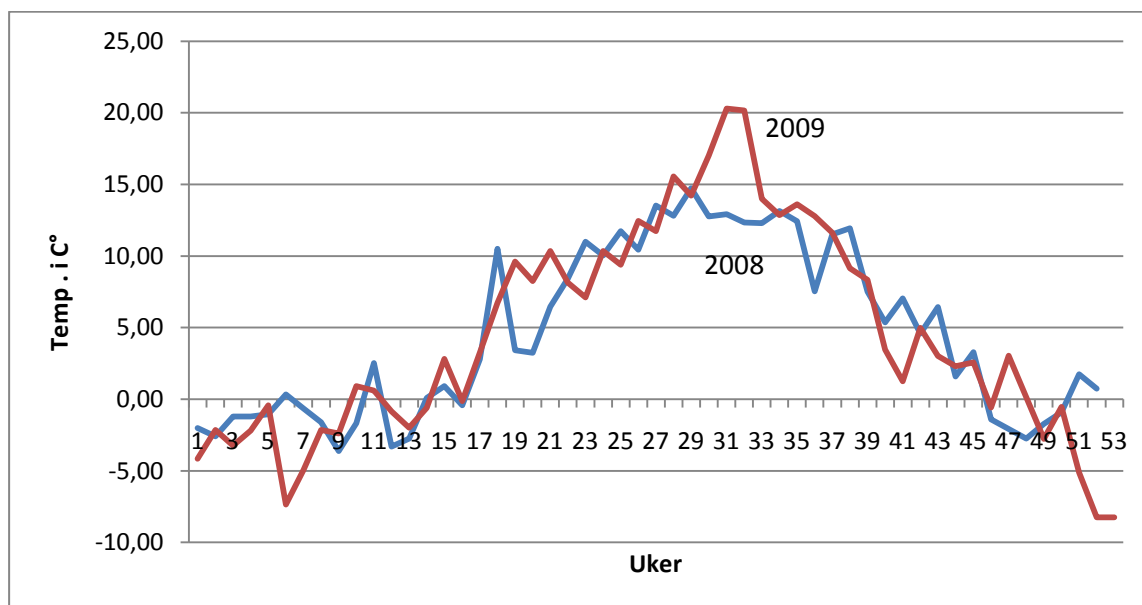


Figur 8.4: Ukestemperaturer for Trondheim år 2008 og 2009, i celsius.

Kilde: Meteorologisk institutt

Som for Oslo temperaturene, har vi det samme samsvaret mellom år 2008 og 2009 i Trondheim. To uker jeg vil trekke frem her er uke 6 og uke 23 for begge årene. Her befinner det seg en temperaturforskjell på 10,27 C° og 12,97 C° på de respektive ukene. Ellers er de andre ukene relativt like. Den laveste temperaturen Trondheim hadde (oppgitt som UTC temperatur) i 2008 var -7,9 C° den 3. februar, og i 2009 -11,2 C° den 17. desember. Den varmeste temperaturen i 2008 var 27,1 C° den 27. juli, og i 2009 26,6 C° den 12. juni. Disse temperaturene kommer ikke godt frem i grafen, men vi har gode tilnærminger. Formelen jeg har brukt for å regne ut ukestemperaturene er som for Oslo.

Av de tre byene jeg har brukt, har temperaturene i Tromsø ikke overraskende vært lavest.



Figur 8.5: Ukestemperaturer for Tromsø år 2008 og 2009, i celsius.

Kilde: Meteorologisk institutt

Ukestemperaturene i Tromsø i år 2008 og 2009, som i Oslo og Trondheim, har vært ganske like og i samsvar med hverandre. I 2009 lå temperaturene for uke 31 og 32 omtrent 8 C° over de samme ukene i 2008. I uke 52 i 2009 lå temperaturen ca. -8 C° under samme uke i 2008. Ellers er det ikke noe mer merkverdig i temperaturene for disse årene i Tromsø. Den laveste temperaturen Tromsø hadde (oppgitt som UTC temperatur) i 2008 var -6,2 C° den 2. mars, og i 2009 -11,1 C° den 8. februar. Den varmeste temperaturen i 2008 var 17,5 C° den 27. juni og 12. juli, og i 2009 24,6 C° den 4. august. Disse temperaturene kommer ikke godt frem i grafen, men vi har gode tilnærminger. Formelen jeg har brukt for å regne ut ukestemperaturene er som for Oslo og Trondheim.

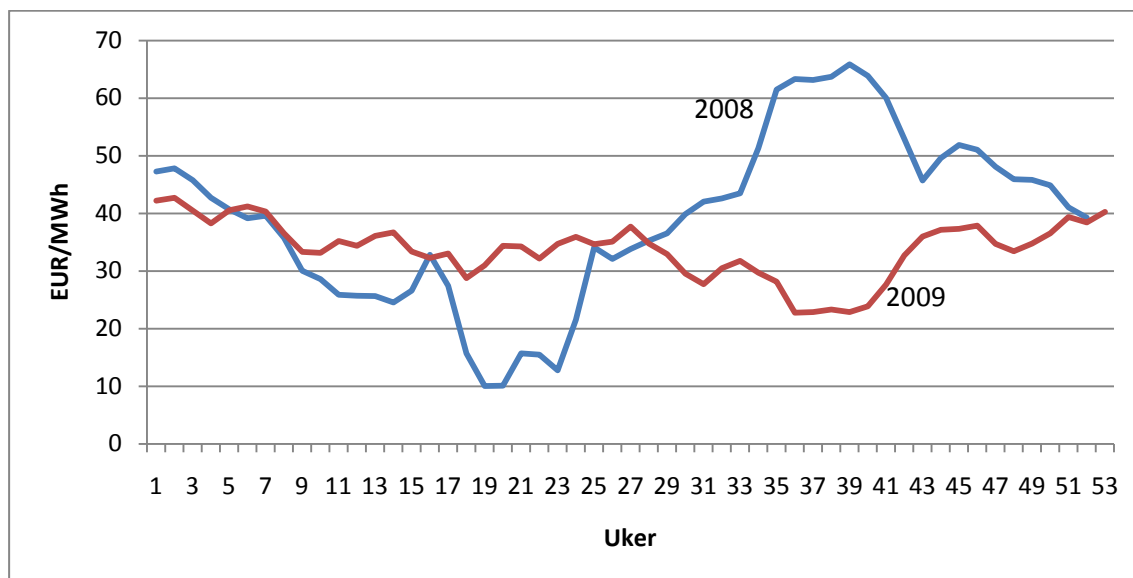
For å ta en liten oppsummering, har år 2008 og 2009 vært ganske like angående tilsig når det gjelder både mengde og tid. Det vil si at mengden av det totale tilsiget ikke avviker så veldig mye fra 2008 til 2009. Og tilsiget har kommet som forventet i de ulike sesongene.

Temperaturene for Oslo, Trondheim, og Tromsø har vært ganske like for år 2008 og 2009. Her finner jeg ingen store utslag for forskjeller mellom 2008 og 2009. Det som har vært merkverdig har jeg nevnt under hver enkelt by. Spotprisen derimot, har ikke utviklet seg som mine forventninger før bearbeidelsen av disse datamaterialene. Prisene er ganske like frem til

uke 21 hvor de etter denne uken utvikler seg i motsatt retning frem til uke 40. Etter uke 40 begynner prisvariasjonen å minke mellom 2008 og 2009.

For å undersøke de ulike regionene nærmere ser jeg nå på hvert enkelt prisområde.

Under ser vi ukesprisene og fyllingsgradene for prisområdet NO1.

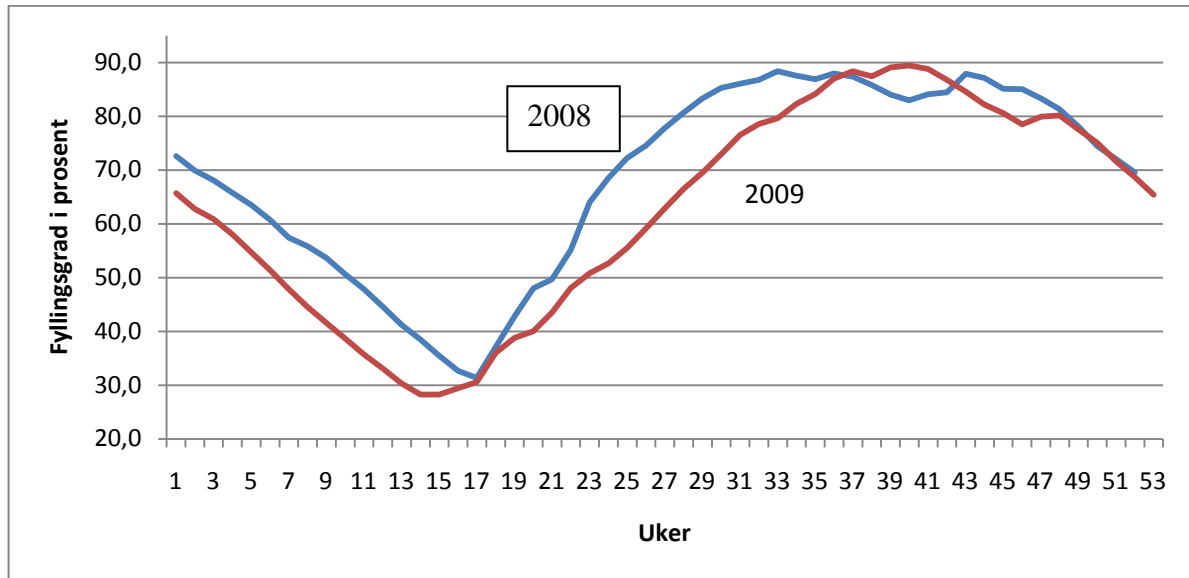


Figur 8.6: Ukesprisene for NO1 i 2008 og 2009, spotpriser i EUR/MWh.

Kilde: Nord Pool Spot

Ukesprisene for NO1 i 2009 har vært mer stabile enn i 2008. Det kan tyde på at NO1-prisene har påvirket ukesprisene for hele Norge i figur 8.2. Vi gjenkjenner den negative korreleringen mellom uke 29 og uke 39.

Under ser vi fyllingsgradene i prosent for NO1, år 2008 og 2009.

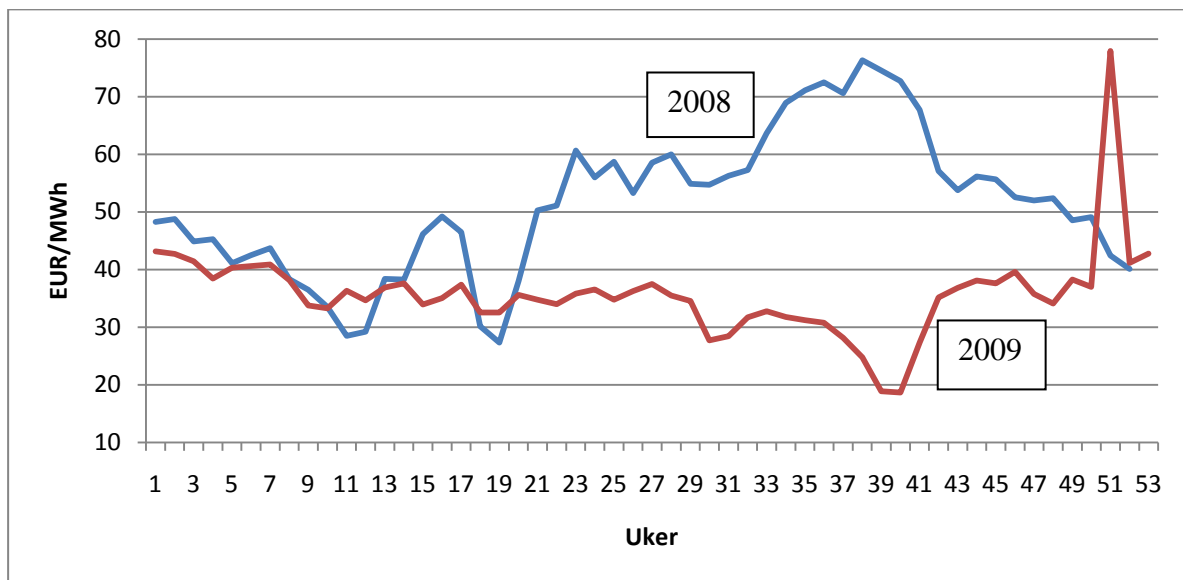


Figur 8.7: Fyllingsgraden i prosent i NO1 for 2008 og 2009.

Kilde: NVE

Fyllingsgradene har utviklet seg ganske likt i prisområdet NO1, selv om vi ser at fyllingsgraden har generelt vært mindre i år 2008 enn 2009.

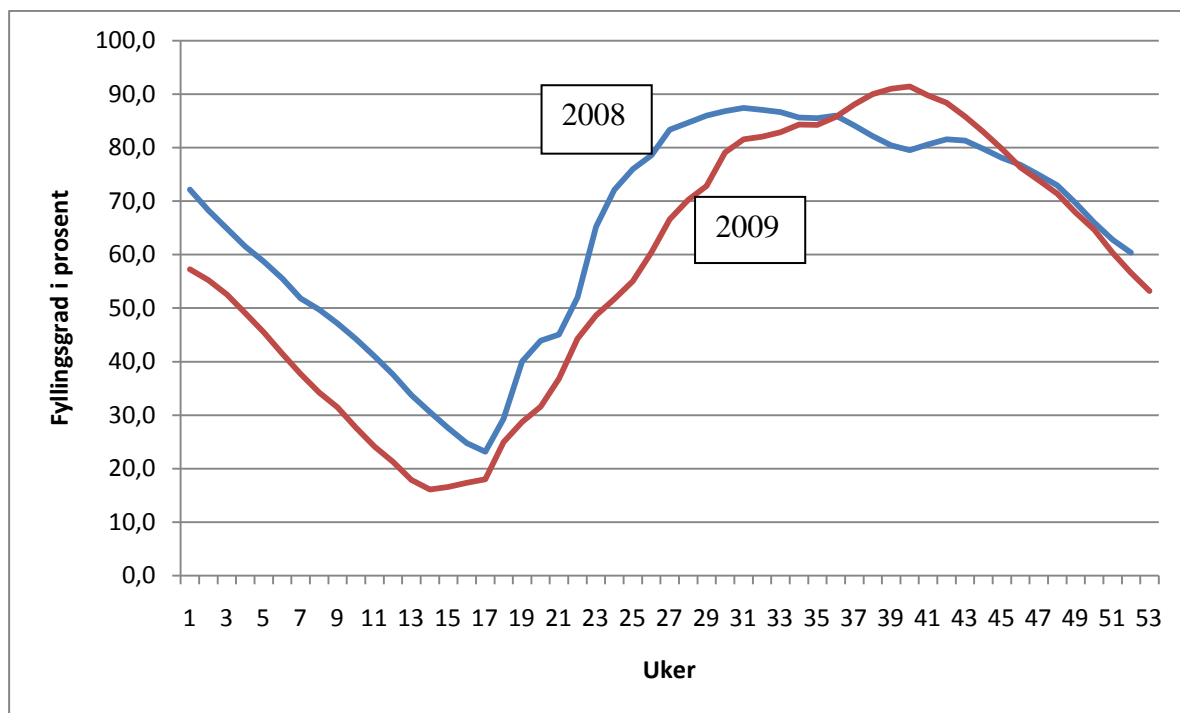
Ukesprisene og fyllingsgradene for prisområdet NO2.



Figur 8.8: Ukesprisene for NO2 i 2008 og 2009, spotpriser i EUR/MWh.

Kilde: Nord Pool Spot

Igjen finner vi den samme prisutviklingen her som for NO1, bare at det store prisgapet mellom år 2008 og 2009 varer i en lengre tidsperiode.

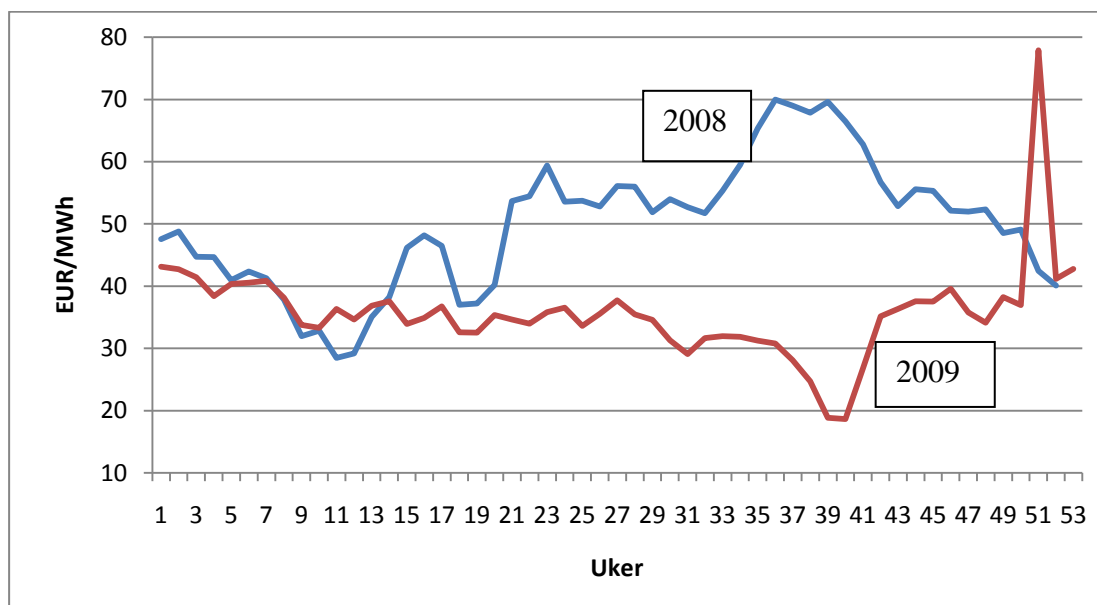


Figur 8.9: Fyllingsgraden i prosent i NO2 for 2008 og 2009.

Kilde: NVE

Utviklingen i fyllingsgradene her er ganske lik som for NO1 i begge årene, men bare med ulike verdier.

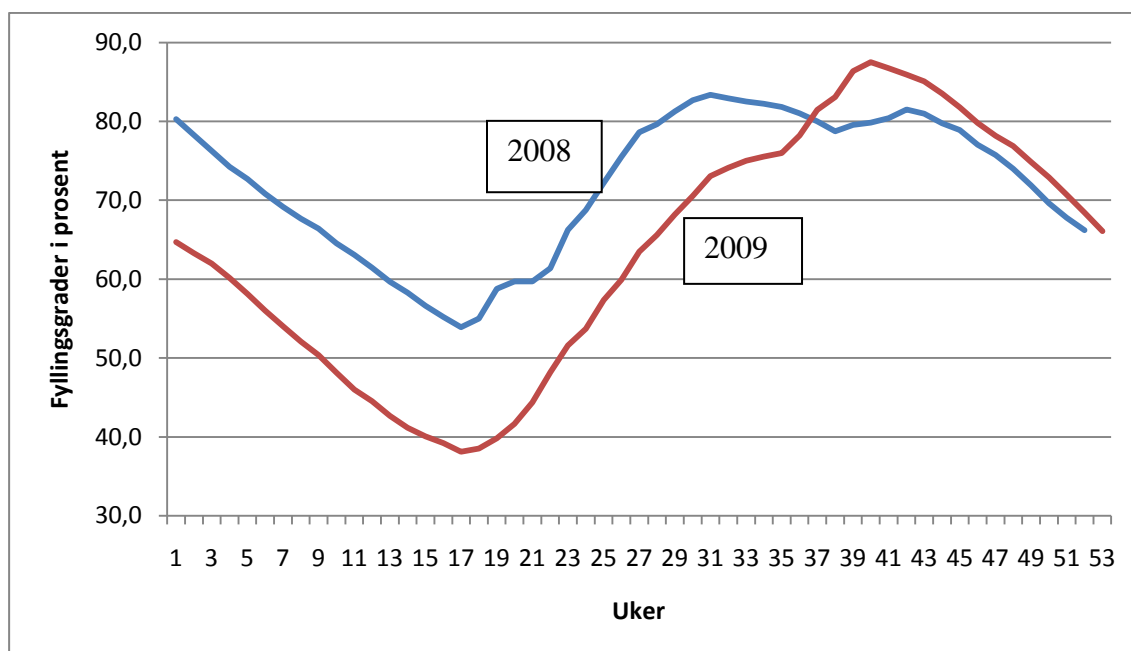
Ukesprisene og fyllingsgradene for prisområdet NO3.



Figur 8.10: Ukesprisene for NO3 i 2008 og 2009, spotpriser i EUR/MWh.

Kilde: Nord Pool Spot

Igjen for prisområdet NO3, i som for NO1 og NO2, ser vi den samme prisutviklingen på hvordan ukesprisene i 2008 og 2009 har utviklet seg. NO3 er mer lik NO2 enn NO1 angående ukesprisene.



Figur 8.11: Fyllingsgraden i prosent i NO3 for 2008 og 2009.

Kilde: NVE

Det er samme utvikling i fyllingsgradene for NO₃ som for de andre prisområdene.

Grunnen til at de gjennomsnittlige ukesprisener for hele Norge var forskjellige i 2008 og 2009, gjenspeiles i ukesprisene i de ulike prisområdene.

Etter å ha gått gjennom børsmeldingene på Nord Pool Spot (http://www.nordpoolspot.com/Market_Information/) for 2008 og 2009, kan jeg ikke finne noen gode forklaringer på den prisvariasjonen vi har i de samme ukene i 2008 og 2009, som for eksempel bedre overføringskapasitet mellom de ulike prisområdene eller noen store kraftverk som har blitt bygget ut eller nedlagt eller tatt ut til revidering for å forklare den prisvariasjonen vi har i de samme ukene for 2008 og 2009.

9 Regresjonsanalysen

Den regresjonsanalysen jeg foretar meg for å svare på problemstillingen er en tidsserie-regresjonsanalyse. Grunnen til at jeg velger å bruke en tidsserie-regresjonsanalyse er fordi datasettet mitt baserer seg på observasjoner i 2008 og 2009 i tidsenheten pr. uke, med T -observasjoner hvor $T=105$. Det er en god grunn til at prisen i en uke er korrelert med forrige ukens fyllingsgrad og ikke bare korrelert med denne ukens fyllingsgrad. Dette er vist i teoridelen. Derfor kjører jeg regresjonen med *lag-verdier* for fyllingsgradene. Det er intuitivt å tro at kraftprodusentene får verdiene av fyllingsgradene i magasinene på fredag, og dermed planlegger de neste ukes produksjonen med kontinuerlig revidering av produksjonsplanleggingen. Jeg velger denne dynamikken for å se hvordan prisen blir påvirket av fyllingsgradene i to perioder. Er jeg heldig, så vil jeg få samme fortegn for begge de estimerte koeffisientene siden teorien viste til at mer vann i begge perioder vil gi en prisreduksjon og vice versa. En kan tenke seg at de to periodene utgjør badekardiagrammet. Mer vann i periode t vil føre til lavere pris i periode t , men mer vann i periode $t-1$ vil også føre til lavere pris i periode t . Gitt teorien mener jeg det er legitimt å kjøre med lag-verdier for fyllingsgraden. Men ved å estimere for fyllingsgraden for to perioder kan dette føre til multikorrelasjonsproblemer. Multikorrelasjonsproblem oppstår når to av variablene er høyt korrelerte hvor den ene variabelen kan skrives som en lineær funksjon av den andre variabelen. I dette tilfellet vil fyllingsgraden for uke t og uke $t-1$ være høyt korrelerte. Det kan fremkomme siden en høy magasinfylling i forrige uke vil gi en høy magasinfylling denne uken, og vice versa. Selv om de kan være høyt korrelerte, ønsker jeg fortsatt å estimere med lag-verdien for fyllingsgrad for å øke forståelsen av samvariasjonen mellom pris og fyllingsgrad i uke t og uke $t-1$. Et multikorrelasjonsproblem trenger ikke nødvendigvis å undergrave en modell. Gitt teorien som tar for seg to perioder illustrert med et badekardiagram, kan det som synes å være kausalitet ikke nødvendigvis være kausalitet men i beste fall være en ren korrelasjon. Videre er det grunn til å tro at kraftselskapene agerer forskjellig i kraftproduksjonen under tappe-sesongen og tilsigssesongen. For å få det med i regresjonsanalysen lager jeg dummy-variabler for ukene der hvor produksjonen har vært større enn tilsiget.

Med P_t = gjennomsnittlig spotpris for uke t , F_t = fyllingsgraden i vannmagasinene i prosent i uke t , og T_t =gjennomsnittlig UTC-temperatur for uke t i celsius, og u_t = er restleddet. Med ovennevnte variabeldefinisjoner har vi ligningen;

$$P_t = \beta_0 + \beta_1 F_t + \beta_2 T_t + \beta_3 F_{t-1} + \beta_4 D_t + u_t$$

Hvor

$\beta_i = 1, \dots, 4$. Konstanter og estimatene

$u_t = \text{restleddet}$

$D_t = \text{dummy} - \text{variablen. 1 hvis produksjon} > \text{tilsig}$

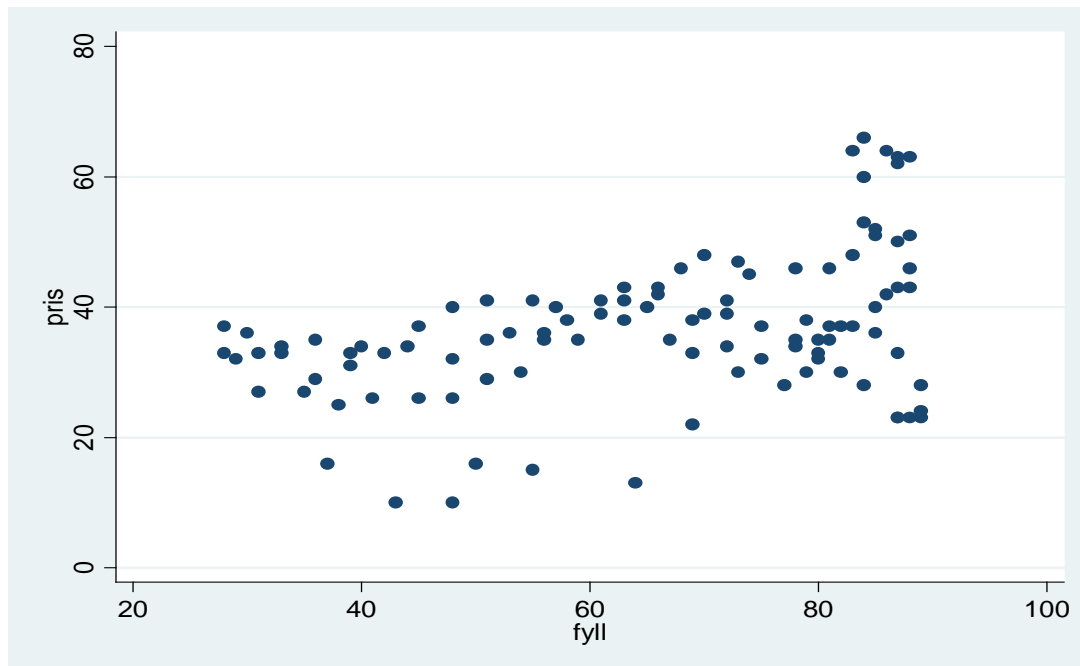
I modellen ser vi at prisen P_t vil være avhengig av en konstant β_0 . Ut i fra tidligere argumentasjoner så vil vi tro at prisen P_t vil være negativt påvirket av fyllingsgraden F_t med fyllingsgradskoeffisienten β_1 , og negativt påvirket av temperaturen T_t med temperaturkoeffisienten β_2 , og negativt påvirket av F_{t-1} koeffisienten β_3 . D_t er lik én hvis produksjonen er større enn tilsig i uke t . Restleddet u_t er med på å forklare det som ikke fanges opp i modellen.

Forklaringen til modellen over er rett frem. En høy magasinfylling denne uken gir en lavere pris på grunn av mer tilgjengelige ressurser. Høyere temperaturer fører til mindre bruk av elektriske varmeovner og dermed mindre konsum, som igjen fører til lavere kraftpriser. En høy magasinfylling fra forrige uke fører til en produksjonsplanlegging hvor en kraftprodusent er villig til å selge mer kraft til en lavere skyggepris, som igjen fører til lavere kraftpriser. Konstanten β_0 kan tolkes som reservasjonsprisen for å produsere elektrisk kraft.

9.1 Regresjonsanalysene

9.1.1 Regresjonsanalyse for elspotområdet NO1

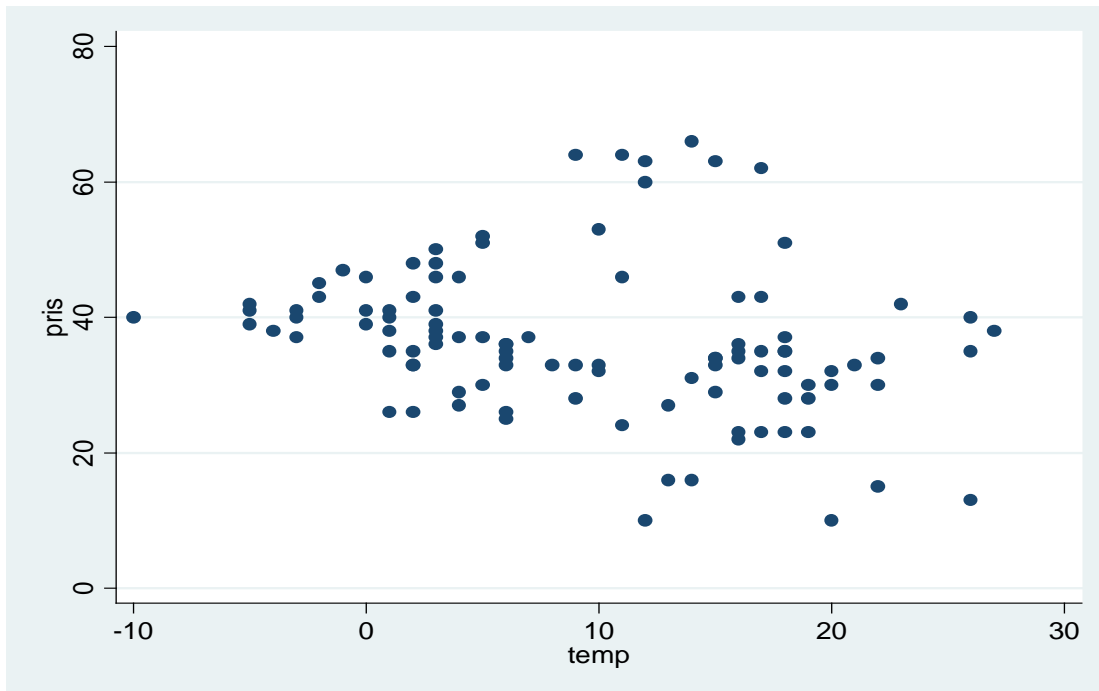
Under ser vi en scatter plot av pris og fyllingsgrad.



Figur 9.1: Scatter plot av pris og fyllingsgrad(vedlegg 2).

Av scatter plotten over kan det tyde på at vi får en positiv konstant, β_0 . Videre tyder scatter plotten på at vi vil få en positiv β_1 , som vil tolkes slik at høyere magasinfylling vil føre til en høyere pris.

Under ser vi en scatter plot av pris og temperatur.



Figur 9.2: Scatter plot av pris og temperatur(vedlegg 2).

Scatter plotten over viser de ulike verdiene av pris og temperatur godt fordelt over nesten hele området. Scatter plotten viser at vi vil få en positiv pris uavhengig av temperatur, men gir ingen indikasjoner på om prisen vil falle eller øke ved ulike temperaturvariasjoner.

Med regresjonsmodellen $P_t = \beta_0 + \beta_1 F_t + \beta_2 T_t + \beta_3 F_{t-1} + \beta_4 D_t + u_t$, så får vi disse resultatene av Stata 9 (se vedlegg 5.1);

Number of observations: 104

Adj R-squared = 0.3403

$P_t = \text{pris} \mid$	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
$\beta_1 = \text{fyll} \mid$	-1.951945	.633705	-3.08	0.003	-3.209353	-.6945369
$\beta_2 = \text{temp} \mid$.1148962	.2022686	0.57	0.571	-.2864485	.516241
fyll \mid						
$\beta_3 = \text{L1.} \mid$	2.227774	.6398048	3.48	0.001	.9582621	3.497285
$\beta_4 = \text{dummy} \mid$	-2.332568	3.438824	-0.68	0.499	-9.155942	4.490806
$\beta_0 = \text{cons} \mid$	18.75404	3.514697	5.34	0.000	11.78012	25.72796

Jeg har også kjørt regresjonsanalysen uten dummy-variabelen for å se om resultatene endret seg vesentlig, det gjorde de ikke (se vedlegg 10 for NO1). Korrelasjonen mellom fyllingsgradene er lik 0.988 (se vedlegg 11).

Datasettet inneholder 105 observasjoner, men siden jeg kjørte regresjonen med lag-values så får vi 104 observasjoner. Adj R-squared er 0.34, som forteller at den avhengige variabelen P_t har en forklaringsverdi på 34% av modellen.

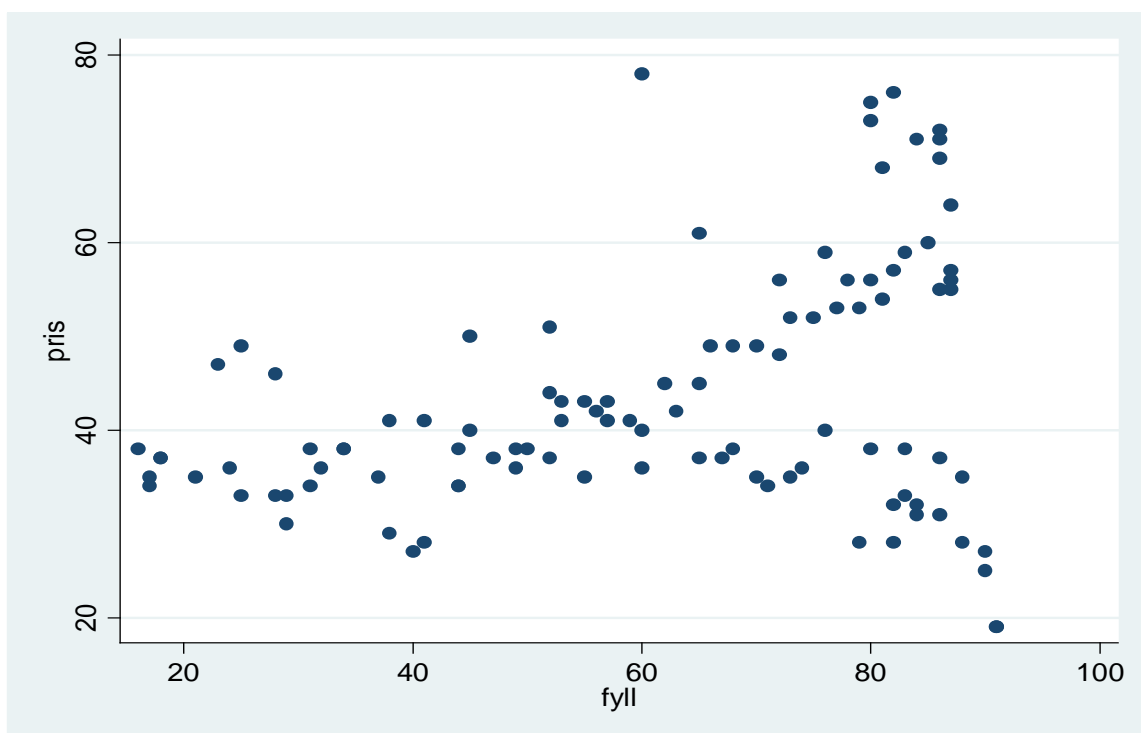
Av regresjonsanalysen ser vi at konstanten β_0 er lik 18.75. Estimaten er signifikant. Det kan tolkes som kraftprodusentenes reservasjonspris er EUR/MWh 18.75 ved null magasinfylling. Vi har et negativt fortegn foran β_1 som er lik -1.95. Det kan tolkes slik at ved en prosent økning i denne ukens fyllingsgrad vil det kunne føre til en reduksjon av prisen med EUR/MWh 1.95. Vi har et positivt fortegn foran β_2 som er lik 0.11. Denne kan tolkes slik at ved en celsiusgrad økning i temperaturen, vil det føre til en prisøkning. L1 er lag-verdien, og er lik 2.22. Estimaten er signifikant. Den tolkes slik at ved en høy magasinfylling fra forrige uke, vil det føre til en høyere pris. Dummy-koeffisienten er lik -2.33, som forteller at de ukene

der hvor vi har mindre tilsig enn produksjon (tapping av vannmagasinene), vil det føre til en reduksjon i pris.

Det er kun det negative fortegnet foran β_1 som virker fornuftig i denne regresjonsanalysen, ellers er resten av regresjonsanalysen ikke i samsvar med den intuitive forståelsen av at prisen er påvirket av variablenes fyllingsgrad og temperatur.

9.1.2 Regresjonsanalyse for elspotområdet NO2

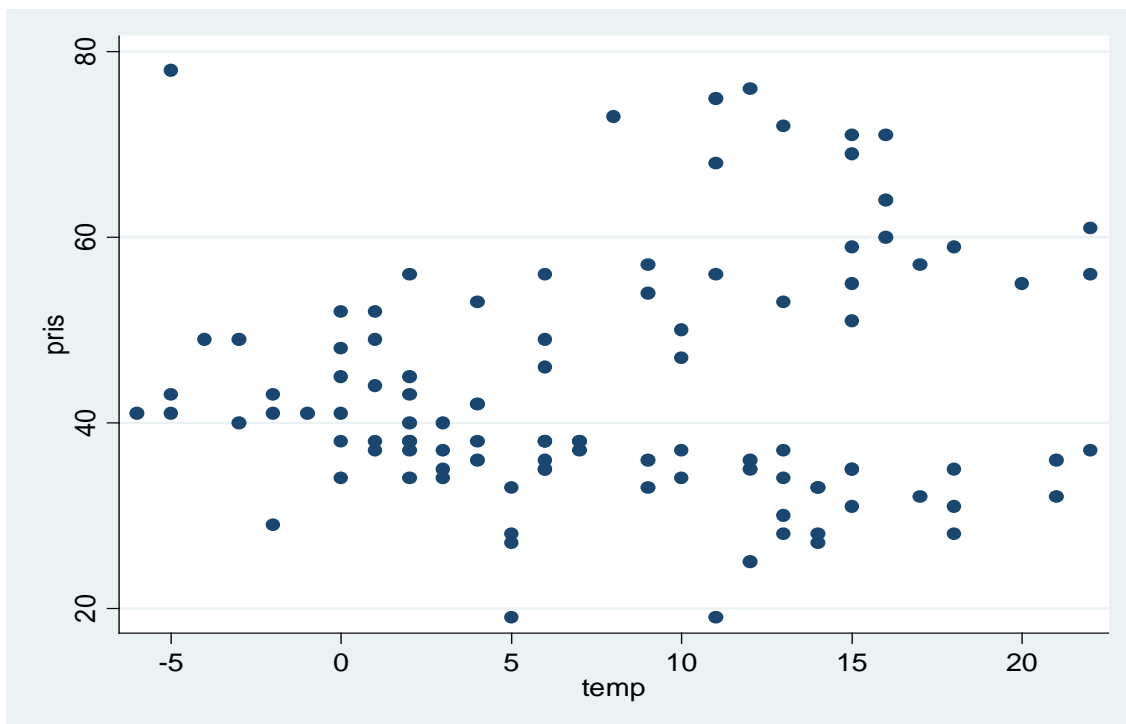
Under ser vi en scatter plot av pris og fyllingsgrad.



Figur 9.3: Scatter plot av pris og fyllingsgrad (vedlegg 3).

Av scatter plotten kan det tenkes at det finnes to regresjonslinjer, (i) en som stiger ved økt fyllingsgrad, og (ii) en som avtar ved økt fyllingsgrad. Dermed er det vanskelig å forutsi hvordan resultatet vil bli i regresjonsanalysen.

Under ser vi en scatter plot av pris og temperatur.



Figur 9.4: Scatter plot av pris og temperatur(vedlegg 3).

Her virker det som om at prisen er uavhengig av temperatur og prisobservasjonene er godt fordelt på ulike temperaturer.

Med regresjonsmodellen $P_t = \beta_0 + \beta_1 F_t + \beta_2 T_t + \beta_3 F_{t-1} + \beta_4 D_t + u_t$, så får vi disse resultatene av Stata 9 (se vedlegg 6.1);

Number of observations: 104

Adj R-squared= 0.1084

$P_t = \text{pris} \mid$	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
$\beta_1 = \text{fyll} \mid$	-1.051998	.6203384	-1.70	0.093	-2.282883	.1788883
$\beta_2 = \text{temp} \mid$.2302869	.2829955	0.81	0.418	-.3312375	.7918113
fyll \mid						
$\beta_3 = \text{L1.} \mid$	1.251219	.6185381	2.02	0.046	.0239056	2.478533
$\beta_4 = \text{dum} \mid$	-5.536049	4.397994	-1.26	0.211	-14.26262	3.190526
$\beta_0 = \text{cons} \mid$	32.99868	4.031968	8.18	0.000	24.99838	40.99898

Jeg har også kjørt regresjonsanalysen uten dummy-variabelen for å se om resultatene endret seg vesentlig, det gjorde de ikke (se vedlegg 10 for NO2).

Datasettet inneholder 105 observasjoner, men siden jeg kjørte regresjonen med lag-values så får vi 104 observasjoner. Adj R-squared er 0.10. Korrelasjonen mellom fyllingsgradene er lik 0.98(se vedlegg 11).

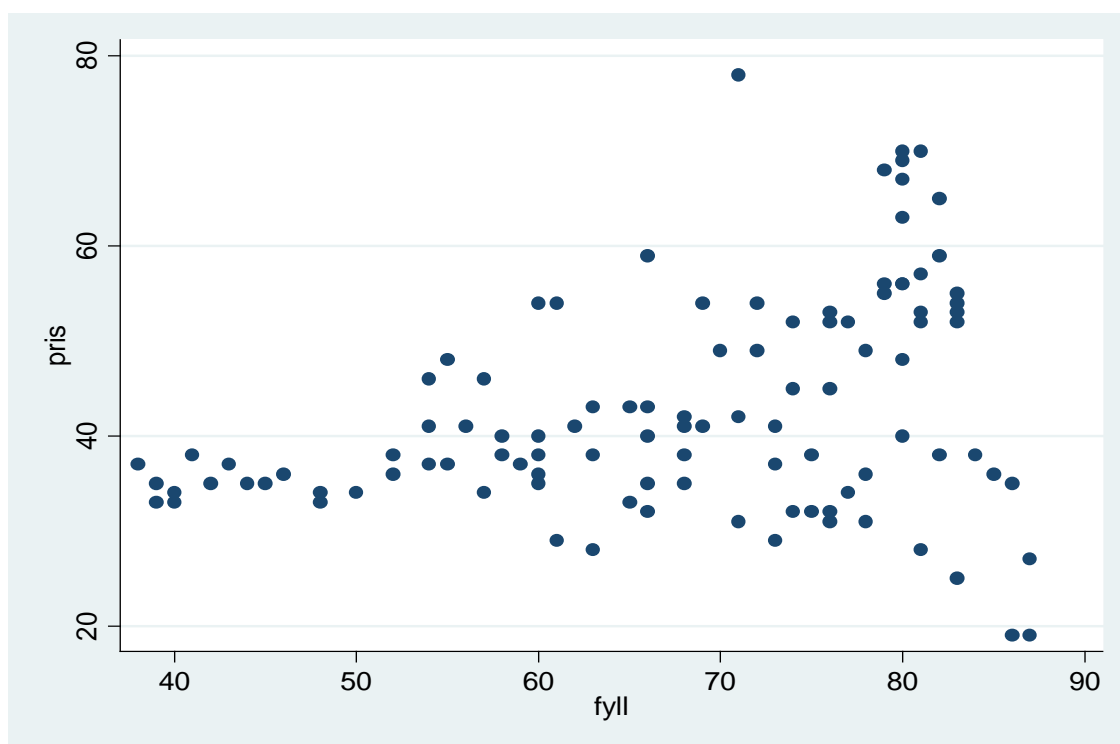
Av regresjonsanalysen ser vi at konstanten β_0 er lik 32.99. Konstanten β_0 i regresjonsanalysen er større i NO2 enn NO1. Vi har et negativt fortegn foran β_1 som er lik -1.05. Det kan tenkes at kraftprodusentene i NO2 er mindre villige til å redusere prisen ved økt magasinfylling. Og denne koeffisienten kan tolkes slik at ved en prosent økning i denne ukens fyllingsgrad vil det kunne føre til en reduksjon av prisen med EUR/MWh 1.05. Vi har et positivt fortegn foran β_2 som er lik 0.23. Prisen i NO2 reagerer mer på temperaturen enn NO1, men i likhet med NO1 i feil retning. Denne kan tolkes slik at en celsiusgrads økning i temperaturen, vil føre til en økning i prisen med EUR/MWh 0.23. L1 er lag-verdien, og er lik 1.25. Den tolkes slik at ved en høy magasinfylling fra forrige uke, vil det føre til en høyere

pris, men med en lavere økning enn for NO1 området. Dummy-koeffisienten er også negativ her, og den forteller at de ukene hvor vi har mindre tilsig enn produksjon, vil det føre til en reduksjon i prisen.

I likhet med regresjonsmodellen for NO1, er det kun det negative fortegnet foran β_1 som er fornuftig og i samsvar med teorien.

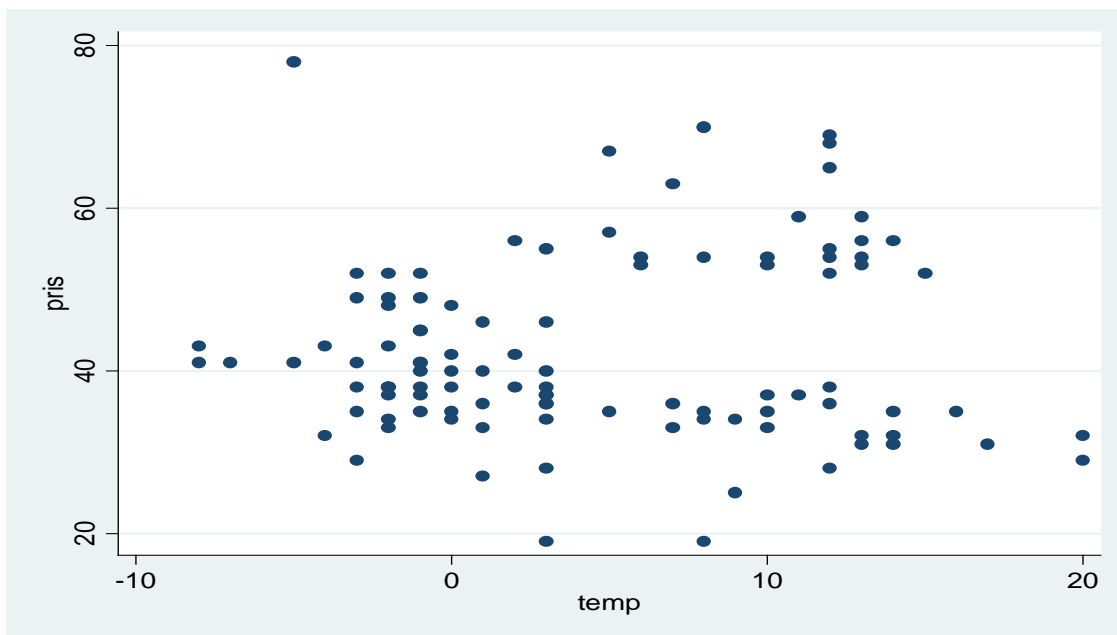
9.1.3 Regresjonsanalyse for elspotområdet NO3

Under ser vi en scatter plot av pris og fyllingsgrad.



Figur 9.5: Scatter plot av pris og fyllingsgrad (vedlegg 4).

Og scatter plot av pris og temperatur.



Figur 9.6: Scatter plot av pris og temperatur (vedlegg 4).

Igjen er det vanskelig å si noe om de forventede estimatene ut ifra scatter plotten.

Med regresjonsmodellen $P_t = \beta_0 + \beta_1 F_t + \beta_2 T_t + \beta_3 F_{t-1} + \beta_4 D_t + u_t$, så får vi disse resultatene av Stata 9 (se vedlegg 7.1);

Number of observations: 104

Adj R-squared= 0.1490

$P_t = \text{pris} \mid$	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
$\beta_1 = \text{fyll} \mid$	-2.105055	.9477528	-2.22	0.029	-3.985602	-.2245081
$\beta_2 = \text{temp} \mid$.1227386	.2547606	0.48	0.631	-.3827616	.6282389
fyll \mid						
$\beta_3 = \text{L1.} \mid$	2.502565	.9538599	2.62	0.010	.6098998	4.39523
$\beta_4 = \text{dum} \mid$	-9.870073	3.692282	-2.67	0.009	-17.19636	-2.543786
$\beta_0 = \text{cons} \mid$	21.74678	5.542413	3.92	0.000	10.74942	32.74413

Jeg har også kjørt regresjonsanalysen uten dummy-variabelen for å se om resultatene endret seg vesentlig, det gjorde de ikke (se vedlegg 10 for NO3). Korrelasjonen mellom fyllingsgradene er lik 0.98 (se vedlegg 11).

Datasettet inneholder 105 observasjoner, men siden jeg kjørte regresjonen med lag-values så får vi 104 observasjoner. Adj R-squared er 0.15.

Konstanten β_0 er lik 21.74. β_1 er lik -2.10 med samme tolkning som i forrige regresjonsanalyser. Koeffisienten har i likhet med de andre koeffisientene i de forrige regresjonsanalysene et negativt fortegn og en riktig intuitiv forståelse.

For alle de tre regresjonsanalysene har vi negativ korrelasjon mellom pris og fyllingsgrad for samme periode men positiv korrelasjon mellom pris denne uken og fyllingsgrad for forrige uke. Dette er ikke i samsvar med teorien. Problemet kan ha oppstått fordi jeg har brukt tidsenheten pr. uke som ikke er tilstrekkelig for å svare på problemstillingen. Samtidig kan dette problemet ha oppstått siden modellen ikke kan skille forskjellen mellom de ulike periodene som for eksempel tilsigsperiode og tappingsperiode. Videre kan en tenke seg at økt fyllingsgrad i forrige uke føre til en prisøkning siden vi er i en periode hvor vi kan forvente mindre tilsig og dermed må tappe vannmagasinet. Men vi får også økt fyllingsgrad i uken etter og får dermed vannlagringsproblemer slik at prisen må reduseres. Ser vi på vedlegg 11 finner vi at fyllingsgraden i uke t og fyllingsgraden i uke $t-1$ er høyt korrelert.

9.2 Adjusted R-squared

Grunnen til at jeg oppgir adjusted R-squared istedenfor R-squared i regresjonsanalysene er fordi adjusted R-squared gir et mer riktig bilde av modellen. R-squared verdien øker når en legger til flere variabler i modellen, og R-squared kan gi oppblåste overslag over hvor godt regresjonen passer dataene. Dermed oppgir jeg adjusted R-squared som korrigerer for de oppblåste overslagene de antall variablene kan gi (J.H Stock and M.W. Watson (2007) side 201). R-squared viser i hvor stor grad den avhengige variabelen blir forklart av de uavhengige variablene.

9.3 P-verdien and t-verdien

P-verdien og t-verdien er to sider av samme sak.

P-verdien er oppgitt i alle regresjonsanalysene under kolonnen $P>|t|$. Denne verdien forteller hvor signifikante de estimerte verdiene er. Jo lavere verdi p-verdien er, desto mer signifikant er den estimerte verdien. For eksempel hvis p-verdien er mindre eller lik 0.05, er den estimerte verdien signifikant på minimum 95%-nivået.

T-verdien er oppgitt i alle regresjonsanalysene under kolonnen t. I likhet med p-verdien så forteller t-verdien hvor signifikante de estimerte verdiene er. Jo høyere verdi t-verdien er, desto mer signifikant er de estimerte verdiene. For eksempel hvis t-verdien er større eller lik 2.00, så er den estimerte verdien signifikant på minimum 95%-nivået.

9.4 F-statistikken

F-statistikken er for å teste en felles hypotese på flere regresjonskoeffisienter (J.H.Stock and M.W Watson (2007) side 227). Testen er for å sjekke kvaliteten av alle variablene sett under ett i modellen og for å se om regresjonsanalysen kan forkastes. Stata 9 har gjort det i regresjonsanalysen og det blir oppgitt ved $\text{Prob}>F$. Et eksempel er $\text{Prob}>F = 0.05$, det vil si at alle variablene samlet sett har en forklaringsverdi på 5%. Jo høyere tall det er, jo bedre forklaringsverdi har variablene i modellen.

9.5 P-verdien, t-verdien og F-statistikk for NO1

Av alle de estimerte verdiene for NO1, er det konstanten β_0 , fyllingsgradens koeffisient β_1 og lag-verdien L1 med koeffisient β_3 som er signifikante. De andre estimerte verdiene er ikke signifikante på 95%-nivå og kan isolert sett forkastes.

P-verdien og t-verdien for konstanten β_0 er lik 0.00 og 5.34, det vil si at den estimerte konstanten er signifikant selv om konstanten i seg selv ikke er interessant. Den estimerte β_1 sin p-verdi og t-verdi er 0.003 og -3.08, det vil si at variabelen fyllingsgrad er signifikant. Og lag-koeffisientens p-verdi og t-verdi er lik 0.001 og 3.48.

For å se om modellen holder eller kan forkastes må vi se på F-statistikken. For NO1 er den lik 0.00, og dermed kan regresjonsanalysen forkastes.

9.6 P-verdien, t-verdien og F-statistikk for NO2

For NO2 er det den estimerte konstanten β_0 , og lag-verdien L1 med koeffisient β_3 som er signifikante. De andre estimerte verdiene er ikke signifikante på 95%-nivå og kan isolert sett forkastes.

P-verdien og t-verdien for konstanten β_0 er lik 0.00 og 8.18, det vil si at den estimerte konstanten er signifikant selv om konstanten i seg selv ikke er interessant. Den estimerte β_1 sin p-verdi og t-verdi er 0.093 og -1.70, og er kun signifikant på 90%-nivå. Og lag-koeffisientens p-verdi og t-verdi er lik 0.046 og 2.02.

For å se om modellen holder eller kan forkastes, må vi igjen se på F-statistikken. For NO2 er den lik 0.0039, og variablene samlet sett har en forklaringsverdi på 0.39% og dermed må analysen forkastes.

9.7 P-verdien, t-verdien og F-statistikk for NO3

Regresjonsanalysen for NO3 inneholder flest signifikante estimerte verdier på 95%-nivå. Her er det kun koeffisienten β_2 for temperaturvariabelen som ikke er signifikant. Allikevel er F-statistikken på 0.0005 og analysen som helhet kan forkastes.

10 Nye regresjonsanalyser

I disse nye regresjonsanalysene har jeg inkludert 2 nye regresjonsvariabler og droppet lag-verdiene for fyllingsgradene. Den første nye regresjonsvariabelen for områdene er den første forskjellen for fyllingsgradene, så det blir $\Delta F_t = F_t - F_{t-1}$ hvor F_t er fyllingsgraden i prosent i periode t og ΔF_t er differansen mellom fyllingsgraden i periode t minus fyllingsgraden i periode t-1. Hensikten med denne variabelen er å se hvordan prisen blir påvirket av en endring av fyllingsgraden.

Den andre nye regresjonsvariabelen for områdene er den første lag-verdien av elspotprisen selv, nemlig P_{t-1} for P_t for å se hvordan elspotprisen i uke t-1 kan forklare elspotprisen i uke t.

Med det samme datasettet men med den nye regresjonsmodellen får vi ligningen;

$$\Delta P_t = \beta_0 + \beta_1 T_t + \beta_2 D_t + \beta_3 \Delta F_t + \beta_4 P_{t-1} + u_t$$

hvor

$$\Delta P_t = \text{endring pris uke } t$$

$$\beta_0 = \text{konstanten}$$

$$\beta_i = \text{regresjonsestimatene med } i = 1, \dots, 4$$

$$F_t = \text{fyllingsgrad uke } t$$

$$T_t = \text{temp. uke } t$$

$$D_t = \text{dummy uke } t, \text{ dummy} = 1 \text{ hvis produksjon større tilsig, ellers } 0$$

$$\Delta F_t = \text{første forskjell uke } t$$

$$P_{t-1} = \text{første lag - verdi for pris i uke } t$$

$$u_t = \text{feilvariabelen uke } t$$

Feilvariabelen u_t er den variabelen som skal fange opp den resterende forklaring av P_t som ikke blir forklart av de andre regressorene. Som i standard økonometri antar vi forventningsverdien $E(u_t)=0$ og $\text{cov}(u_t, u_{t-j})=0$. Hvis forventningsverdien hadde vært større enn null så hadde vi hatt korrelasjon mellom feilvariabelen og en annen uavhengig variabel.

Dette ville ha gitt en feil i OLS¹² estimatorene og modellen ville vært inkonsistent. Antagelsen $\text{cov}(u_t, u_{t-j})=0$ er til fordi modellen ikke lider av multikollinieritet. Mer om dette finnes i Stock, J. and Watson, M.(2007) side 206 og Hill, R. m. flere(2001).

10.1 Tidsserieregresjonsanalyse for NO1

Med den nye regresjonsmodellen får jeg følgende resultat av Stata 9 (vedlegg 5.2);

Number of obs = 104

Adj R-squared = 0.1292

D.pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
β_1 temp	.2136747	.0693162	3.08	0.003	.0761364	.351213
β_2 dummy	-1.517133	1.070955	-1.42	0.160	-3.64214	.6078748
fyll						
β_3 D1.	-.9080436	.2288456	-3.97	0.000	-1.362123	-.4539642
pris						
β_4 L1.	-.0687102	.031984	-2.15	0.034	-.1321735	-.0052469
β_0 _cons	1.367185	1.398989	0.98	0.331	-1.408713	4.143083

Fortsatt lav adjusted R-squared.

Konstanten β_0 er her positiv. Det vil si at hvis alle de andre regressorene er lik 0, og hvis feil variabelen er lik 0, så vil vi få positiv priser. En regresjonsmodell er sjelden nyttig når en skal forklare den avhengige variabelen ved ytterpunktene av den estimerte regresjonslinjen.

Konstanten er her uinteressant og ikke minst ikke signifikant på 95% nivå.

Fortegnet til fyllingsgraden β_1 er positiv, ingen logisk sammenheng, men signifikant.

¹² Ordinary least squares er minste kvadrates estimeringsmetode.

Dummy-koeffisienten β_2 har et negativt fortegn som i første regresjonsanalysen. Ingen logisk sammenheng og ikke signifikant.

Første forskjellen i fyllingsgrad-variabelen β_3 har negativt fortegn, det vil si en positiv endring i fyllingsgrad vil gi en negativ prisendring. Logisk resultat og estimatet er signifikant.

Lag-verdien for pris her er β_4 og er signifikant. Men den sier at forrige ukespris forteller lite om endringen i ukes pris.

10.2 Tidsserieregresjonsanalyse for NO2

Med den nye regresjonsmodellen får jeg følgende resultat av Stata 9 (vedlegg 6.2);

Number of obs = 104

Adj R-squared = 0.0698

D.pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
β_1 temp	.2044235	.1373501	1.49	0.140	-.068109	.4769559
β_2 dummy	-1.94786	2.169319	-0.90	0.371	-6.25226	2.35654
fyll						
β_3 D1.	-.6412253	.3362768	-1.91	0.059	-1.308471	.0260208
β_4 pris						
L1.	-.1549312	.0513518	-3.02	0.003	-.2568245	-.053038
β_0 _cons	6.293665	2.769555	2.27	0.025	.7982673	11.78906

Fortsatt lav adjusted R-squared.

Selv om konstanten β_0 er signifikant på 95% nivå, er den av ingen interesse for den avhengige variabelen pris P_t .

Ingen av de estimerte koeffisientene er signifikante utenom lag-verdien til prisendringen og konstanten.

β_3 forteller at en positiv endring i fyllingsgraden vil gi en negativ endring i prisen. Dette er logisk men estimatet er dessverre ikke signifikant.

10.3 Tidsserieregresjonsanalyse for NO3

Med den nye regresjonsmodellen får jeg følgende resultat av Stata 9 (vedlegg 7.2);

Number of obs = 104

Adj R-squared = 0.1490

D.pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
β_1 temp	.0712718	.1415922	0.50	0.616	-.2096778	.3522214
fyll						
β_3 D1.	-.3131266	.5688447	-0.55	0.583	-1.441838	.8155847
pris						
β_4 L1.	-.1615682	.054778	-2.95	0.004	-.2702595	-.0528768
β_2 dummy	-.4634233	1.834498	-0.25	0.801	-4.103466	3.176619
β_0 _cons	6.810385	2.735788	2.49	0.014	1.381989	12.23878

Igjen har vi en lav *adjusted R-squared*.

Ingen av de estimerte verdiene i analysen for NO3 er signifikante utenom for lag-verdi estimatet for pris, β_4 . Den første forskjellen estimatet β_4 for fyllingsgraden har et fornuftig fortegn, men estimatet er dessverre ikke signifikant.

10.4 Regresjonsanalyse for Norge

Her skal jeg kjøre en tidsserieregresjonsanalyse for hele Norge. Datasettet kommer fra datasettet for regionene, men her er alle variablene for Norge gjennomsnittet av regionene (vedlegg 8). Tidsenheten er fortsatt pr. uke. Temperatur-variabelen har jeg droppet siden alternativet var å bruke gjennomsnittstemperaturen for hele landet, noe som ikke ville gi så mye mening. Samtidig ser vi at de estimerte temperaturkoeffisientene for områdene ga verken signifikante eller noen fornuftig mening i forhold til elspotprisene. Fordelen med å kjøre regresjonsanalyse for hele Norge, er at en kan ta med variabelen nettoimport. Det er absolutt en variabel som bør inkluderes i regresjonsanalysen med tanke på Norges kraftutveksling med nabolandene. Grunnen til at en ikke kan ta det med i regionene er fordi det datasettet ikke eksisterer, eller er vanskelig å få tak i.

Modellen for regresjonsanalysen er:

$$\Delta P_t = \beta_0 + \beta_1 e_t + \beta_2 D_t + \beta_3 NX_t + \beta_4 \Delta F_t + \beta_5 P_{t-1} + u_t$$

hvor

$$\Delta P_t = \text{prisendring uke } t$$

$$\beta_0 = \text{konstanten}$$

$$\beta_i = \text{regresjonsestimatene med } i = 1, \dots, 5$$

$$F_t = \text{fyllingsgrad uke } t$$

$$e_t = \text{produksjon i GWh i uke } t$$

$$D_t = \text{dummy uke } t, \text{ dummy} = 1 \text{ hvis produksjon større tilsig, ellers } 0$$

$$NX_t = \text{nettoimport i uke } t$$

$$\Delta F_t = \text{første forskjell fyllingsgrad i uke } t$$

$$P_{t-1} = \text{første lag - value for pris i uke } t$$

$$u_t = \text{feil variabelen uke } t$$

De nye variablene i denne modellen for Norge i motsetning til modellen for regionene er produksjon, og nettoimport.

10.4.1 Regresjonsanalysen for Norge

Med den ovennevnte regresjonsmodellen får jeg følgende resultat av Stata 9 (vedlegg 9);

Number of obs = 104

Adj R-squared = 0.1392

D.pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
β_1 prod	-.0022607	.0016112	-1.40	0.164	-.005458	.0009366
β_2 dummy	.647206	1.891024	0.34	0.733	-3.10547	4.399882
β_3 NX	-.0121071	.0033292	-3.64	0.000	-.0187138	-.0055004
fyll						
β_4 D1.	-.5690117	.3596087	-1.58	0.117	-1.282644	.14462
pris						
β_5 L1.	-.1183042	.0415996	-2.84	0.005	-.2008572	-.0357511
β_0 _cons	7.510335	4.054173	1.85	0.067	-.5350405	15.55571

Vi har en lav adjusted R-squared.

Regresjonskoeffisienten β_1 for produksjon sier at en økning i produksjon vil føre til en negativ prisendring. Logisk men estimatet er ikke signifikant.

Koeffisienten β_2 for dummy sier at de ukene hvor produksjonen er større enn tilsig, vil vi få en positiv prisendring. Dette er logisk men estimatet er ikke signifikant.

Koeffisienten β_3 forteller at økt nettoimport vil føre til en negativ prisendring. Estimatet er signifikant. Dette virker fornuftig og resultatet er i samsvar med standard økonomisk teori.

Koeffisienten β_4 for fyllingsendringen forteller at en positiv endring i fyllingsgrad vil føre til en negativ prisendring. Estimaten er fornuftig, men er dessverre ikke signifikant.

Estimaten for konstanten er ikke av interesse.

Estimaten for lag-verdien for pris er signifikant og forteller at prisen i forrige uke forklarer 11.8 av prisendringen.

10.5 Verdien av de nye regresjonsanalysene for de ulike områdene

Først og fremst har vi fortsatt en lav verdi på adjusted R-squared. Det vil si at den avhengige variabelen har en lav forklaringskraft av de uavhengige variablene.

I de nye regresjonsanalysene ser vi at en positiv endring i fyllingsgradene vil gi en negativ prisendring. Dette virker fornuftig siden relativt mer tilgjengelige ressurser vil føre til relativt lavere priser. Dessverre er det kun estimaten for NO1 som er signifikant på 95% nivå.

Ellers er alle lag-verdiene på pris signifikante på 95% nivå. Den sier at forriges ukespris forklarer deler av prisendringen. Men disse estimatene har lave verdier.

De andre estimerte variablene er enten ikke signifikante eller ufornuftige.

Av felles hypotesetest, er det kun analysen for NO3 som ikke kan forkastes. Ellers har analysene lave forklaringsverdier.

10.5.1 Verdien av regresjonsanalysen for hele Norge

Det som var mest interessant med denne analysen var at nettoimporten som variabel kunne inkluderes i denne modellen. Dette var ikke tilfelle med analysene av de ulike områdene.

Temperaturen var sløffet, noe som heldigvis viste seg å bety veldig lite i de andre regresjonsanalysene. Estimeringen av temperatur-koeffisientene var uansett ikke signifikante i analysene for områdene.

Av F-testen (se vedlegg 9), kan hele modellen forkastes. Likevel er det interessant å se på noen av de estimerte verdiene hver for seg. Den estimerte verdien for nettoimport er negativ og signifikant. Med dette kan vi enkeltvis påstå at prisen vil reduseres ved økt import av elektrisk kraft. Dette virker logisk siden vi ønsker å importere elektrisk kraft fra utlandet når prisen i utlandet er lavere enn i hjemlandet. Estimaten β_4 er negativt. Den sier at en positiv endring i fyllingsgraden vil gi en negativ prisendring. Dette er fornuftig, dessverre er estimaten ikke signifikant. Ellers er ingen av de andre estimatene signifikante utenom for lagverdien for pris.

11 Konklusjon

Det er en utbredt generell tro i kraftbransjen at det er en stor sammenheng mellom fyllingsgraden i norske vannmagasin og norske elspotpriser. Selv er jeg delvis enig, men bare hvis det skulle vise seg å være ekstreme verdier i norske magasinfyllinger slik at vi møter på de utfordringene som er presentert i teoridelen 6.2 og 6.3. Ut ifra figur 6.8 kan jeg ikke se at vi har hatt verken ekstremt høye eller lave magasinfyllingsnivåer i 2008 eller 2009.

Ut ifra de analysene jeg har foretatt for å undersøke den beskrevne problemstilling, føler jeg at det er vanskelig å enten bekrefte eller avkrefte de uttalelsene vi har fått av kraftbransjen gjennom de siste årene. Likevel mener jeg at resultatene mine er interessante for kraftbransjen.

En analyse skal kun inneholde én dårlig hypotese for at hele analysen skal kunne forkastes ved bruk av en felles hypotesetest.

Selv om alle analysene i oppgaven kan forkastes ved en felles hypotesetest, er det likevel av interesse å se på de enkelte estimerte variablene.

I de første regresjonsanalysene foretatt for de ulike prisregionene, ble det gjort funn på at økt fyllingsgrad ville gi en prisreduksjon for samme uke, og vice versa, men her var det kun 2 av de 3 estimatene som var signifikante. Videre oppstår det et problem som forteller at økt fyllingsgrad i forrige uke ville gi en prisøkning i denne uken. Dette er ikke i samsvar med teorien. 2 av disse 3 estimatene er signifikante. Korrelasjonen mellom fyllingsgrad i uke t og uke $t-1$ er høyt korrelerte og vi har et multikorrelasjonsproblem. Modellenes avhengige variable pris P_t ble med de første analysene lite forklart av de uavhengige variablene, og dermed hadde vi lave verdier av adjusted R-squared.

I de nye regresjonsanalysene, ble det gjort funn på at en positiv endring av fyllingsgradene, ville gi en negativ prisendring. Dette er fornuftig, men kun estimatet for prisområdet NO1 var signifikant. Adjusted R-squared var fortsatt lav, og av felles hypotesetest så kunne analysen for NO1 og NO2 forkastes.

Regresjonsanalysen for hele Norge hadde få signifikante estimater, og analysen som helhet kan også forkastes ved bruk av en felles hypotesetest. Det som var interessant med denne

regresjonsanalysen var inkluderingen av nettoimport som en uavhengig variabel. Dette estimatet viser til at økt import av elektrisk kraft ville gi en prisreduksjon på norske kraftpriser, dette er i samsvar teorien presentert i delavsnitt 6.6. Estimatet er signifikant. Analysen for Norge indikerer også hypotesen om at en positiv endring i fyllingsgraden vil føre til en negativ prisendring, men dette estimatet er dessverre ikke signifikant på 95% nivå.

Med disse resultatene fra regresjonsanalysene er det vanskelig å bekrefte eller avkrefte uttalelsene som kraftbransjen har kommet med. Likevel vil jeg påpeke at det er en sammenheng mellom magasinfylling og kraftpriser i tråd med teorien. Den intuitive forståelsen mellom norske kraftpriser og vannmengde er antagelig basert på årstilsig(størrelsen av badekaret representert i teoridel 6.4). Her er det viktig å skille mellom sammenhengen mellom norske kraftpriser og magasinfylling basert på årstilsig og i enkelte perioder. Selv om vi har lite vann i enkelte perioder i året så trenger prisen nødvendigvis ikke å øke og vice versa, dette er presentert i teoridelen. Det er lettere å fange opp denne effekten om en kunne ha utvidet estimeringsperioden. Likevel ønsket jeg å teste hypotesen ved å estimere for kortere perioder i tidsenheten pr. uke. Funnet av de estimerte parameterne er likevel interessante.

Litteraturliste

Aftenposten (2010): "Rekordlite snø gir prissjokk på strøm",

<http://www.aftenposten.no/okonomi/innland/article3532170.ece>, lesedato 23. februar 2010.

Aftenposten (2010): "Minus 42,3 på Tynset",

<http://www.aftenposten.no/vaer/article3454727.ece>, lesedato 6.mars 2010.

Biørn, Erik (2009): Økonometriske emner, 3. utgave. Unipub, Oslo.

Dagens Næringsliv(2010): "Svenskepriser på strøm i Østlandet",

<http://www.dn.no/privatokonomi/article1833863.ece>, 11. februar 2010.

E24 (2010): "Fire år til med strømproblemer",

<http://e24.no/informasjon/article3536030.ece>, lesedato 25. februar 2010.

E24 (2010): "Ikke dyrere strøm i sprengkulden",

<http://e24.no/boers-og-finans/article3445190.ece> (om strømprisen og fyllingsgraden i vannmagasienene), lesedato 2. januar 2010.

Energifakta : "Generelt om energi",

<http://energifakta.no/>, lesedato 17. februar 2010.

E24(2010): "Tidenes høyeste strømpriser",

<http://e24.no/naeringsliv/article3530607.ece>, lesedato 22. februar 2010.

Førsund, Finn R.(2007): Hydropower Economics. Springer- Verlag, New York.

Fornyings-, Administrasjons- og Kirkedepartementet(2004-2005): Stortingsmelding nr. 15,
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fad/dok/regpubl/stmeld/20042005/stmeld-nr-15-2004-2005-/9/4.html?id=406277>, lesedato 7. februar 2010.

Forskning.no(2005): "Energilovens bestefar",
<http://www.forskning.no/artikler/2005/februar/1107943892.28>, lesedato 9. februar 2010.

Fornybar.no (2010): "Vannkraft",
<http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1640>, lesedato 18. februar 2010.

Finansdepartementet (2004): "Husholdningenes elektrisitetsforbruk og inntekt",
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/2004/nou-2004-8/5/2.html?id=385882>,
lest 7. mars 2010.

Finansdepartementet (2009): "Nord Pool ASA",
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/hoeringer/hoeringsdok/2009/horing--forslag-om-lovendringer-vedroren/horingsuttalelser/horingsinstanser-med-merknader/nord-pool-asa.html?id=561373>, lesedato 14. februar 2010.

Green Econometrics (2006): Oil and Coal prices,
http://greenecon.net/wp-content/uploads/2007/07/En_slide8.jpg, lesedato 20. mars 2010.

Hill, R. Carter, Griffiths, William E. and Judge, George G. (2001): Undergraduate econometrics, second edition. John Wiley & Sons, Inc. Danvers.

Miljølære (2010): "Kraftmarkedet og energiloven",

<http://miljolare.no/tema/energi/artikler/kraftmarkedet.php>, lesedato 15. februar 2010.

Metrologisk institutt (2009): "Årets sommer den 21. beste",

<http://met.no/?module=Articles;action=Article.publicShow;ID=1429>, lesedato 5. mars 2010.

Nord Pool (2010): System price,

http://www.nordpoolspot.com/trading/The_Elspot_market/Price-calculation/, lesedato 28. april 2010.

Nord Pool (2010): Area price,

http://www.nordpoolspot.com/trading/The_Elspot_market/Price-calculation/Price_area/, lesedato 28. april 2010.

Nord Pool (2009): "Our history"

<http://www.nordpool.com/en/asa/General-information/Mission--vision/History/>, lesedato 7. februar 2010.

Nord Pool (2009): "Regulation of Nord Pool",

<http://www.nordpool.com/en/asa/General-information/Corporate-Governance/Legal/>, lesedato 15. februar 2010.

Nationalgeographic: Hydropower, going with the flow,

<http://environment.nationalgeographic.com/environment/global-warming/hydropower-profile/>, lesedato 17. februar 2010.

Norwatt (2009): "Om kraftmarkedet",

<http://www.norwatt.no/>, lesedatoer 3. februar, 14 februar og 27 februar 2010

NVE (2009): "Marked",

<http://www.nve.no/no/energistatus-2008/marked/>, lesedato 25. februar 2010.

NVE (2006): Kraftsituasjonen pr. 15 november,

www.nve.no/PageFiles/1334/Monitor-uke-45-06.pdf.

OED (2003-2004): Stortingsmelding nr. 18,

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/20032004/Stmeld-nr-18-2003-2004-.html?id=197845> lesedato 25-27 februar 2010.

OED (2010): "Kraftmarkedet",

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/fornybar-energi/kraftmarkedet.html?id=443423>, lesedato 15. mars 2010.

SSB (2009): Formålsfordeling av husholdningenes elektrisitetsforbruk 2006.

Rapport 2009/34 av Hanne Marit Dalen og Bodil Merethe Larsen.

SSB (2009): Industri.

<http://www.ssb.no/emner/10/07/industri/>, lesedato 4. mars 2010.

SSB (2008): Vekst og velstand,

<http://www.ssb.no/vis/emner/00/norge/okonomi/main.html>, 3. mars 2010.

SSB (2006): Fortsatt lavt strøforbruk i husholdninger.

<http://www.ssb.no/husenergi/>, lesedato 7. mars 2010.

SSB (2008): "Vi bruker mindre energi i hjemmet enn før",
<http://www.ssb.no/samfunnsspeilet/utg/200804/10/index.html>, lesedato 7. mars 2010.

Statnett (2008): "Norge og Europa",
<http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Om-kraftsystemet/Norden-og-Europa/>, lesedato 10. mars 2010.

Statnett (2008): "Hvordan kraftmarkedet fungerer",
<http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Om-kraftsystemet/Hvordan-kraftmarkedet-fungerer/>, lesedato 3. februar 2010.

Stock, James H. and Watson, Mark W. (2007): Introduction to econometrics, second edition. Pearson Education, Inc. Boston.

Sydsæter, Knut m. fler(2006): Matematisk analyse, Bind 2.

Vannenergi (2005): "Vannenergi",
<http://304ingunnbee.norsknettskole.no/vannenergi.htm>, lesedato 17.februar 2010.

Wikipedia (2010): "Baltic cable",
http://en.wikipedia.org/wiki/Baltic_Cable, lesedato 16. mars 2010.

Wikipedia (2010): "Temperatur (metrologi)",
[http://no.wikipedia.org/wiki/Temperatur_\(meteorologi\)](http://no.wikipedia.org/wiki/Temperatur_(meteorologi)), 27. februar 2010.

Yr.no (2010): Værstatistikk for Røros.

<http://www.yr.no/sted/Norge/Sør-Trøndelag/Røros/Røros/statistikk.html>, lesedato 6. mars 2010.

Yr.no (2010): Værstatistikk for Oslo.

<http://www.yr.no/sted/Norge/Oslo/Oslo/Oslo/statistikk.html>, 8. mars 2010.

Data

NVE (2010): Data angående fyllingsgrader i vannmagasinene.

Fikk dem tilsendt av sjefingeniør Per Tore Jensen Lund, tlf: 22 95 91 55.

NVE (2010): Data angående import og eksport av elektrisk kraft.

Fikk dem tilsendt av rådgiver Finn Pettersen, tlf: 22 95 98 45.

Metrologisk Institutt (2010): Data angående temperaturer for Oslo, Trondheim og Tromsø.

Fikk dem tilsendt av Anita Verpe Dyrrdal, tlf: 22 96 33 50.

Nord Pool Spot (2010): Spotpriser på elektrisk kraft.

<http://www.nordpoolspot.com/reports/areaprice/Post.aspx>, lastet ned i mars 2010.

Vedlegg

Vedlegg 1. Tilsig i Norge i GWh. Data og statistikk hentet fra NVE.

Uke	2008	2009	Endring fra år 2008 til 2009.
1	901	774	127
2	875	968	-93
3	1192	1718	-526
4	1114	845	269
5	1280	429	851
6	956	565	391
7	878	506	372
8	1635	497	1138
9	1307	563	744
10	947	443	504
11	922	449	473
12	654	513	141
13	589	440	149
14	730	806	-76
15	594	1691	-1097
16	598	2601	-2003
17	1243	2627	-1384
18	6042	5485	557
19	6859	4019	2840
20	5704	3167	2537
21	3436	4676	-1240
22	6259	5621	638
23	9167	4356	4811
24	5973	3420	2553
25	5472	4171	1301
26	4513	4554	-41
27	5196	4956	240
28	4213	4425	-212
29	4147	3911	236
30	3673	4474	-801
31	2755	4329	-1574
32	2516	3275	-759
33	3051	2783	268
34	1655	3753	-2098
35	1876	3301	-1425
36	2732	4390	-1658
37	1653	3810	-2157
38	1142	2211	-1069
39	1469	3933	-2464
40	1798	2941	-1143
41	3256	2007	1249
42	3019	1342	1677
43	4457	1214	3243
44	2247	969	1278
45	1476	1318	158
46	2232	1057	1175
47	1664	2989	-1325

48	1592	2445	-853
49	877	1010	-133
50	718	964	-246
51	1154	655	499
52	993	525	468
53	N/A	479	479
Sum	131401	124891	6510

Vedlegg 2 Data og statistikk til regresjonsanalyse for elspotområde NO1.*

2008

2009

Uke	EUR/MWh	Fyllingsgrad	Temperatur	EUR/MWh	Fyllingsgrad	Temperatur	Dummy
1	47	73	-1	42	66	-5	1
2	48	70	2	43	63	-2	1
3	46	68	4	41	61	0	1
4	43	66	2	38	58	1	1
5	41	63	1	41	55	-3	1
6	39	61	3	41	51	-5	1
7	40	57	1	40	48	-3	1
8	36	56	6	37	45	-3	1
9	30	54	5	33	42	2	1
10	29	51	4	33	39	2	1
11	26	48	6	35	36	2	1
12	26	45	1	34	33	6	1
13	26	41	2	36	30	3	1
14	25	38	6	37	28	7	1
15	27	35	4	33	28	10	1
16	33	33	9	32	29	10	
17	27	31	13	33	31	15	
18	16	37	14	29	36	15	
19	10	43	20	31	39	14	
20	10	48	12	34	40	15	
21	16	50	13	34	44	15	
22	15	55	22	32	48	20	
23	13	64	26	35	51	16	
24	22	69	16	36	53	16	
25	34	72	16	35	56	18	
26	32	75	17	35	59	26	
27	34	78	22	38	63	27	
28	35	81	18	35	67	17	
29	37	83	18	33	69	21	
30	40	85	26	30	73	19	
31	42	86	23	28	77	19	
32	43	87	16	30	79	22	1
33	43	88	17	32	80	18	1
34	51	88	18	30	82	20	1

35	62	87	17	28	84	18	1
36	63	88	15	23	87	16	1
37	63	87	12	23	88	19	1
38	64	86	11	23	87	17	1
39	66	84	14	23	89	18	1
40	64	83	9	24	89	11	1
41	60	84	12	28	89	9	1
42	53	84	10	33	87	8	1
43	46	88	11	36	85	6	1
44	50	87	3	37	82	5	1
45	52	85	5	37	81	4	1
46	51	85	5	38	79	3	1
47	48	83	3	35	80	6	1
48	46	81	3	33	80	6	1
49	46	78	-0	35	78	1	1
50	45	74	-2	37	75	3	1
51	41	72	3	39	72	-5	1
52	39	70	0	38	69	-4	1
53				40	65	-10	1

Vedlegg 3 Data og statistikk til regresjonsanalyse for elspotområde NO2.*

2008

2009

Uke	EUR/MWh	Fyllingsgrad	Temperatur	EUR/MWh	Fyllingsgrad	Temperatur	Dummy
1	48	72	0	43	57	-2	1
2	49	68	1	43	55	2	1
3	45	65	2	41	53	-1	1
4	45	62	0	38	49	2	1
5	41	59	0	40	45	-3	1
6	42	56	4	41	41	-6	1
7	44	52	1	41	38	-2	1
8	38	50	4	38	34	0	1
9	37	47	2	34	31	0	1
10	34	44	2	33	28	5	1
11	28	41	5	36	24	4	1
12	29	38	-2	35	21	3	1
13	38	34	2	37	18	1	1
14	38	31	7	38	16	6	1
15	46	28	6	34	17	10	1
16	49	25	6	35	17	6	
17	47	23	10	37	18	10	
18	30	29	13	33	25	14	

19	27	40	14	33	29	9	
20	38	44	7	36	32	12	
21	50	45	10	35	37	15	
22	51	52	15	34	44	13	
23	61	65	22	36	49	9	
24	56	72	11	37	52	13	
25	59	76	15	35	55	12	
26	53	79	13	36	60	21	
27	59	83	18	37	67	22	
28	60	85	16	35	70	15	
29	55	86	15	35	73	18	
30	55	87	20	28	79	14	
31	56	87	22	28	82	18	
32	57	87	17	32	82	21	1
33	64	87	16	33	83	14	1
34	69	86	15	32	84	17	1
35	71	86	15	31	84	18	1
36	72	86	13	31	86	15	1
37	71	84	16	28	88	13	1
38	76	82	12	25	90	12	1
39	75	80	11	19	91	11	1
40	73	80	8	19	91	5	1
41	68	81	11	27	90	5	1
42	57	82	9	35	88	6	1
43	54	81	9	37	86	7	1
44	56	80	2	38	83	6	1
45	56	78	6	38	80	6	1
46	53	77	4	40	76	3	1
47	52	75	1	36	74	6	1
48	52	73	0	34	71	3	1
49	49	70	-3	38	68	1	1
50	49	66	-4	37	65	3	1
51	42	63	4	78	60	-5	1
52	40	60	2	41	57	-5	1
53				43	53	-5	1

Vedlegg 4 Data og statistikk til regresjonsanalyse for elspotområde NO3.*

Uke	EUR/MWh	Fyllingsgrad	Temperatur	EUR/MWh	Fyllingsgrad	Temperatur	Dummy
1	48	80	-2	43	65	-4	1
2	49	78	-3	43	63	-2	1
3	45	76	-1	41	62	-3	1
4	45	74	-1	38	60	-2	1
5	41	73	-1	40	58	0	1

6	42	71	0	41	56	-7	1
7	41	69	-1	41	54	-5	1
8	38	68	-2	38	52	-2	1
9	32	66	-4	34	50	-2	1
10	33	65	-2	33	48	1	1
11	28	63	3	36	46	1	1
12	29	61	-3	35	45	-1	1
13	35	60	-3	37	43	-2	1
14	38	58	0	38	41	-1	1
15	46	57	1	34	40	3	1
16	48	55	0	35	39	0	
17	46	54	3	37	38	3	
18	37	55	11	33	39	7	
19	37	59	3	33	40	10	
20	40	60	3	35	42	8	
21	54	60	6	35	44	10	
22	54	61	8	34	48	8	
23	59	66	11	36	52	7	
24	54	69	10	37	54	10	
25	54	72	12	34	57	9	
26	53	76	10	36	60	12	
27	56	79	14	38	63	12	
28	56	80	13	35	66	16	
29	52	81	15	35	68	14	
30	54	83	13	31	71	17	
31	53	83	13	29	73	20	
32	52	83	12	32	74	20	1
33	55	83	12	32	75	14	1
34	59	82	13	32	76	13	1
35	65	82	12	31	76	14	1
36	70	81	8	31	78	13	1
37	69	80	12	28	81	12	1
38	68	79	12	25	83	9	1
39	70	80	8	19	86	8	1
40	67	80	5	19	87	3	1
41	63	80	7	27	87	1	1
42	57	81	5	35	86	5	1
43	53	81	6	36	85	3	1
44	56	80	2	38	84	2	1
45	55	79	3	38	82	3	1
46	52	77	-1	40	80	-1	1
47	52	76	-2	36	78	3	1
48	52	74	-3	34	77	0	1
49	49	72	-2	38	75	-3	1
50	49	70	-1	37	73	-1	1
51	42	68	2	78	71	-5	1
52	40	66	1	41	68	-8	1
53				43	66	-8	1

*Dataene i vedleggene er i tidsenhenten pr. uke.

Vedlegg 5.1 Tidsserie regresjonsanalyse av NO1.

Modellen er; $P_t = \beta_0 + \beta_1 F_t + \beta_2 T_t + \beta_3 F_{t-1} + \beta_4 D_t + u_t$,

Command: reg pris fyll temp l.fyll dummy

Source	SS	df	MS	Number of obs = 104	
-----+-----				F(4, 99) = 14.28	
Model	4744.83774	4	1186.20944	Prob > F = 0.0000	
Residual	8222.81611	99	83.0587485	R-squared = 0.3659	
-----+-----				Adj R-squared = 0.3403	
Total	12967.6538	103	125.899552	Root MSE = 9.1137	

pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
-----+-----					
fyll	-1.951945	.633705	-3.08	0.003	-3.209353 -.6945369
temp	.1148962	.2022686	0.57	0.571	-.2864485 .516241
fyll					
L1.	2.227774	.6398048	3.48	0.001	.9582621 3.497285
dummy	-2.332568	3.438824	-0.68	0.499	-9.155942 4.490806
_cons	18.75404	3.514697	5.34	0.000	11.78012 25.72796

Vedlegg 5.2 Tidsserie regresjonsanalyse av NO1

Nye modellen er: $\Delta P_t = \beta_0 + \beta_1 T_t + \beta_2 D_t + \beta_3 \Delta F_t + \beta_4 P_{t-1} + u_t$

Command: reg d.pris temp dummy d.fyll l.pris

Source	SS	df	MS	Number of obs = 104
-----+-----				F(4, 99) = 4.82
Model	206.13862	4	51.534655	Prob > F = 0.0014
Residual	1058.39023	99	10.6908104	R-squared = 0.1630
-----+-----				Adj R-squared = 0.1292
Total	1264.52885	103	12.2769791	Root MSE = 3.2697

D.pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
temp	.2136747	.0693162	3.08	0.003	.0761364	.351213
dummy	-1.517133	1.070955	-1.42	0.160	-3.64214	.6078748
fyll						
D1.	-.9080436	.2288456	-3.97	0.000	-1.362123	-.4539642
pris						
L1.	-.0687102	.031984	-2.15	0.034	-.1321735	-.0052469
_cons	1.367185	1.398989	0.98	0.331	-1.408713	4.143083
-----+-----						

Vedlegg 6.1 Tidsserie regresjonsanalyse av NO2.

Modellen er; $P_t = \beta_0 + \beta_1 F_t + \beta_2 T_t + \beta_3 F_{t-1} + \beta_4 D_t + u_t$,

Command: reg pris fyll temp l.fyll dum

Source	SS	df	MS	Number of obs = 104
-----+-----				F(4, 99) = 4.13
Model	2498.33336	4	624.583339	Prob > F = 0.0039
Residual	14963.782	99	151.149313	R-squared = 0.1431
-----+-----				Adj R-squared = 0.1084
Total	17462.1154	103	169.535101	Root MSE = 12.294

-----+-----						
pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
fyll	-1.051998	.6203384	-1.70	0.093	-2.282883	.1788883
temp	.2302869	.2829955	0.81	0.418	-.3312375	.7918113
fyll						
L1.	1.251219	.6185381	2.02	0.046	.0239056	2.478533
dum	-5.536049	4.397994	-1.26	0.211	-14.26262	3.190526
_cons	32.99868	4.031968	8.18	0.000	24.99838	40.99898
-----+-----						

Vedlegg 6.2 Tidsserie regresjonsanalyse av NO2

Nye modellen er: $\Delta P_t = \beta_0 + \beta_1 T_t + \beta_2 D_t + \beta_3 \Delta F_t + \beta_4 P_{t-1} + u_t$

Command: reg d.pris temp dummy d.fyll l.pris

Source	SS	df	MS	Number of obs =	104
-----+-----				F(4, 99) =	2.93
Model	518.715687	4	129.678922	Prob > F =	0.0245
Residual	4380.04393	99	44.242868	R-squared =	0.1059
-----+-----				Adj R-squared =	0.0698
Total	4898.75962	103	47.560773	Root MSE =	6.6515

D.pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
temp	.2044235	.1373501	1.49	0.140	-.068109	.4769559
dummy	-1.94786	2.169319	-0.90	0.371	-6.25226	2.35654
fyll						
D1.	-.6412253	.3362768	-1.91	0.059	-1.308471	.0260208
pris						
L1.	-.1549312	.0513518	-3.02	0.003	-.2568245	-.053038
_cons	6.293665	2.769555	2.27	0.025	.7982673	11.78906

Vedlegg 7.1 Tidsserie regresjonsanalyse av NO3.

Modellen er; $P_t = \beta_0 + \beta_1 F_t + \beta_2 T_t + \beta_3 F_{t-1} + \beta_4 D_t + u_t$,

Command: reg pris fyll temp l.fyll dum

Source	SS	df	MS	Number of obs =	104
-----+-----				F(4, 99) =	5.51
Model	2541.80418	4	635.451044	Prob > F =	0.0005
Residual	11418.7247	99	115.340653	R-squared =	0.1821
-----+-----				Adj R-squared =	0.1490
Total	13960.5288	103	135.539115	Root MSE =	10.74

pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
fyll	-2.105055	.9477528	-2.22	0.029	-3.985602	-.2245081
temp	.1227386	.2547606	0.48	0.631	-.3827616	.6282389
fyll						
L1.	2.502565	.9538599	2.62	0.010	.6098998	4.39523
dum	-9.870073	3.692282	-2.67	0.009	-17.19636	-2.543786
_cons	21.74678	5.542413	3.92	0.00	10.74942	32.74413

Vedlegg 7.2 Tidsserie regresjonsanalyse av NO3

Nye modellen er: $\Delta P_t = \beta_0 + \beta_1 T_t + \beta_2 D_t + \beta_3 \Delta F_t + \beta_4 P_{t-1} + u_t$

Command: reg d.pris temp d.fyll l.pris dummy

Source	SS	df	MS	Number of obs = 104
-----+-----				F(4, 99) = 2.18
Model	347.791004	4	86.947751	Prob > F = 0.0766
Residual	3946.96861	99	39.8683698	R-squared = 0.0810
-----+-----				Adj R-squared = 0.0438
Total	4294.75962	103	41.6966953	Root MSE = 6.3141

D.pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
temp	.0712718	.1415922	0.50	0.616	-.2096778	.3522214
fyll						
D1.	-.3131266	.5688447	-0.55	0.583	-1.441838	.8155847
pris						
L1.	-.1615682	.054778	-2.95	0.004	-.2702595	-.0528768
dummy	-.4634233	1.834498	-0.25	0.801	-4.103466	3.176619
_cons	6.810385	2.735788	2.49	0.014	1.381989	12.23878
-----+-----						

Vedlegg 8 Data for hele Norge i 2008 og 2009 i tidsenheten pr. uke.

Uke	EUR/MWh	Fylling %	Produksjon i GWh	Tilslig i GWh	Prod>Tilslig(Dummy)	Netto import
1	48	74	4171	901	1	-120
2	48	72	3033	875	1	-85
3	45	70	2823	1192	1	-6
4	44	67	3018	1114	1	-98
5	41	65	3038	1280	1	-130
6	41	63	3055	956	1	-186
7	42	60	3334	878	1	-387
8	37	58	2996	1635	1	-249
9	33	56	2919	1307	1	-152
10	32	53	3227	947	1	-344
11	28	51	3017	922	1	-313
12	28	48	3037	654	1	-282
13	33	45	3086	589	1	-177
14	34	43	2788	730	1	-153
15	40	40	2862	594	1	-174
16	43	37	2656	598	1	-128
17	40	36	2359	1243	1	-38
18	28	41	2199	6042		-77
19	25	46	2187	6859		-114
20	29	50	2331	5704		-202
21	40	52	2438	3436		-224
22	40	56	2374	6259		-352
23	44	65	2337	9167		-414
24	44	69	2391	5973		-400
25	49	73	2405	5472		-418
26	46	75	2385	4513		-409
27	49	78	2352	5196		-463
28	50	81	2294	4213		-443
29	48	83	2257	4147		-418
30	50	85	2259	3673		-456
31	50	86	2207	2755		-390
32	51	86	2248	2516		-363
33	54	87	2288	3051		-380
34	60	86	2302	1655	1	-335
35	66	86	2376	1876	1	-371
36	69	86	2326	2732		-300
37	68	85	2386	1653	1	-271
38	69	84	2474	1142	1	-234
39	70	83	2501	1469	1	-301
40	68	82	2447	1798	1	-165
41	63	83	2452	3256		-220

42	56	84	2551	3019		-234
43	51	86	2641	4457		-289
44	54	85	3038	2247	1	-375
45	54	83	2915	1476	1	-244
46	52	82	2723	2232	1	-81
47	51	81	3016	1664	1	-190
48	50	79	3191	1592	1	-347
49	48	76	3300	877	1	-294
50	48	73	3441	718	1	-341
51	42	70	3105	1154	1	-298
52	40	68	2855	993	1	-128
1	43	65	1762	774	1	-212
2	43	62	3202	968	1	-147
3	41	60	3104	1718	1	-179
4	38	58	3003	845	1	-126
5	40	55	3076	429	1	-76
6	41	52	3071	565	1	65
7	41	48	3153	506	1	64
8	38	45	3040	497	1	-28
9	34	43	2904	563	1	-62
10	33	40	2886	443	1	-122
11	36	37	2891	449	1	-160
12	35	35	2596	513	1	-3
13	37	32	2677	440	1	-16
14	37	30	2518	806	1	-51
15	34	30	1956	1691	1	143
16	34	31	2126	2601		23
17	36	31	2220	2627		-132
18	31	36	1951	5485		-79
19	32	38	2048	4019		-35
20	35	40	2021	3167		-60
21	35	43	1942	4676		-90
22	33	48	1892	5621		-111
23	35	51	1982	4356		-181
24	36	53	1920	3420		-96
25	34	56	1704	4171		96
26	36	59	1720	4554		-17
27	38	63	1877	4956		-226
28	35	67	1790	4425		-150
29	34	69	1683	3911		-119
30	30	73	1700	4474		-167
31	28	76	1710	4329		-154
32	31	78	1966	3275		-351
33	32	79	2049	2783		-325
34	31	81	2116	3753		-371
35	30	82	2167	3301		-427
36	28	85	2127	4390		-406
37	26	87	2196	3810		-412
38	24	87	2295	2211	1	-440

39	20	89	2359	3933		-433
40	20	89	2602	2941		-365
41	27	88	2750	2007	1	-364
42	34	87	2858	1342	1	-378
43	36	85	2906	1214	1	-407
44	38	83	2915	969	1	-345
45	37	81	2893	1318	1	-253
46	39	79	2974	1057	1	-271
47	35	79	2817	2989		-264
48	34	79	2862	2445	1	-245
49	37	76	3243	1010	1	-316
50	37	74	3060	964	1	-281
51	65	70	3461	655	1	-290
52	40	68	2988	525	1	130
53	42	65	1807	479	1	125

Vedlegg 9 Tidsserieregresjonsanalyse for Norge

Den nye modellen er: $\Delta P_t = \beta_0 + \beta_1 e_t + \beta_2 D_t + \beta_3 NX_t + \beta_4 \Delta F_t + \beta_5 P_{t-1} + u_t$

Command: reg d.pris prod dummy NX d.fyll l.pris

Source	SS	df	MS	Number of obs = 104		
-----+-----				F(5, 98) = 4.33		
Model	457.43763	5	91.4875259	Prob > F = 0.0013		
Residual	2070.21622	98	21.1246553	R-squared = 0.1810		
-----+-----				Adj R-squared = 0.1392		
Total	2527.65385	103	24.5403286	Root MSE = 4.5962		

D.pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
prod	-.0022607	.0016112	-1.40	0.164	-.005458	.0009366
dummy	.647206	1.891024	0.34	0.733	-3.10547	4.399882
NX	-.0121071	.0033292	-3.64	0.000	-.0187138	-.0055004
fyll						
D1.	-.5690117	.3596087	-1.58	0.117	-1.282644	.14462
pris						
L1.	-.1183042	.0415996	-2.84	0.005	-.2008572	-.0357511
_cons	7.510335	4.054173	1.85	0.067	-.5350405	15.55571

Vedlegg 10

Regresjonsmodellene for de ulike prisområdene uten dummy-variabelen.

Modellen for alle områdene er: $P_t = \beta_0 + \beta_1 F_t + \beta_2 T_t + \beta_3 F_{t-1} + u_t$

For NO1 får vi: Command; reg pris fyll temp l.fyll

Source	SS	df	MS	Number of obs = 104		
-----+-----				F(3, 100) = 18.99		
Model	4706.62273	3	1568.87424	Prob > F = 0.0000		
Residual	8261.03112	100	82.61031	R-squared = 0.3630		
-----+-----				Adj R-squared = 0.3438		
Total	12967.6538	103	125.899552	Root MSE = 9.089		

pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
fyll	-1.766938	.5704586	-3.10	0.003	-2.898711	-.6351642
temp	.1473838	.195985	0.75	0.454	-.2414448	.5362125
fyll						
L1.	2.021404	.5613164	3.60	0.000	.9077687	3.13504
_cons	18.2388	3.422355	5.33	0.000	11.44894	25.02865

For NO2 får vi: Command; reg pris fyll temp l.fyll

Source	SS	df	MS	Number of obs = 104
-----+-----				F(3, 100) = 4.95
Model	2258.83823	3	752.946077	Prob > F = 0.0030
Residual	15203.2772	100	152.032772	R-squared = 0.1294
-----+-----				Adj R-squared = 0.1032
Total	17462.1154	103	169.535101	Root MSE = 12.33

pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
fyll	-.6499588	.5333498	-1.22	0.226	-1.70811	.4081921
temp	.3145925	.2757584	1.14	0.257	-.2325043	.8616894
fyll						
L1.	.8150528	.5138671	1.59	0.116	-.2044449	1.834551
_cons	30.66084	3.589186	8.54	0.000	23.54	37.78169

For NO3 får vi: Command; reg pris fyll temp l.fyll

Source	SS	df	MS	Number of obs =	104
-----+-----				F(3, 100) =	4.68
Model	1717.60243	3	572.534142	Prob > F =	0.0042
Residual	12242.9264	100	122.429264	R-squared =	0.1230
-----+-----				Adj R-squared =	0.0967
Total	13960.5288	103	135.539115	Root MSE =	11.065

pris	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
-----+-----						
fyll	-.9707699	.8731114	-1.11	0.269	-2.702998	.7614582
temp	.2688513	.2563602	1.05	0.297	-.23976	.7774625
fyll						
L1.	1.226666	.8508529	1.44	0.153	-.4614022	2.914734
_cons	23.99478	5.644074	4.25	0.000	12.7971	35.19246

Vedlegg 11

Korrelasjonsmatriser for regresjonsanalysene.

NO1, første regresjonsanalyse.

corr pris fyll temp l.fyll dummy

(obs=104)

	pris	fyll	temp	L.1fyll	dummy
pris	1.0000				
fyll	0.4166	1.0000			
temp	-0.2452	0.1827	1.0000		
L.1.fyll	0.4771	0.9885	0.0562	1.0000	
dummy	0.4107	0.2918	-0.6455	0.4037	1.0000

NO1, andre regresjonsanalyse.

corr d.pris temp dummy d.fyll l.pris

(obs=104)

	D.pris	temp	dummy	D.fyll	L.pris
pris					
D1.	1.0000				
temp	0.0776	1.0000			
dummy	-0.0726	-0.6455	1.0000		
D1.fyll	-0.0949	0.8316	-0.7383	1.0000	
L1.pris	-0.1676	-0.2684	0.4318	-0.3694	1.000

NO2, første regresjonsanalyse.

corr pris fyll temp l.fyll dummy

(obs=104)

	pris	fyll	temp	L.fyll	dummy
-----+-----					
pris	1.0000				
fyll	0.3277	1.0000			
temp	0.1068	0.3462	1.0000		
L.fyll	0.3399	0.9873	0.2299	1.0000	
dummy	0.0510	0.1717	-0.5744	0.2923	1.0000

NO2, andre regresjonsanalyse.

corr d.pris temp dummy d.fyll l.pris

(obs=104)

	D.pris	temp	dummy	D.fyll	L.pris
-----+-----					
D1.pris	1.0000				
temp	0.0136	1.0000			
dummy	-0.0168	-0.5744	1.0000		
D1.fyll	-0.0690	0.7288	-0.7572	1.0000	
L1.pris	-0.2658	0.0996	0.0598	-0.0411	1.0000

NO3, første regresjonsanalyse.

corr pris fyll temp l.fyll dummy

(obs=104)

	pris	fyll	temp	L.fyll	dummy
-----+-----					
pris	1.0000				
fyll	0.3237	1.0000			
temp	0.0754	0.2480	1.0000		
L1.fyll	0.3337	0.9895	0.1402	1.0000	
dummy	0.0105	0.3378	-0.5106	0.4349	1.0000

NO3, andre regresjonsanalyse.

corr d.pris temp dummy d.fyll l.pris

(obs=104)

	D.pris	temp	dummy	D.fyll	L.pris
-----+-----					
D1.pris	1.0000				
temp	-0.0014	1.0000			
dummy	-0.0115	-0.5106	1.0000		
D1.fyll	0.0064	0.7390	-0.6810	1.0000	
L1.pris	-0.2788	0.0761	0.0169	-0.0817	1.0000

Norge.

corr d.pris prod dummy NX d.fyll l.pris

(obs=104)

	D.pris	prod	dummy	NX	D.fyll	L.pris
-----+-----						
D1.pris	1.0000					
prod	0.0553	1.0000				
dummy	0.0528	0.7234	1.0000			
NX	-0.2689	-0.0821	0.2151	1.0000		
D1.fyll	-0.0973	-0.7437	-0.8611	-0.1919	1.0000	
L1.pris	-0.2284	0.1370	0.1598	-0.0363	-0.1343	1.0000